



PLAN CLIMAT

Air-Énergie
Territorial
2020-2026

DIAGNOSTIC

Potentiels de développement des
réseaux



Communauté d'Agglomération
Béthune-Bruay
Artois Lys Romane

DIAGNOSTIC TERRITORIAL

Potentiels de développement des réseaux énergétiques

PLAN CLIMAT

Air-Énergie Territorial 2020-2026

Mai 2019



Communauté d'Agglomération
Béthune-Bruay
Artois Lys Romane

Sommaire

1	Le réseau électrique	5		
1.1	Rappel de l'état actuel du réseau et des consommations électriques	5		
1.2	Déploiement et renforcement du maillage du réseau	11		
1.2.1	Les objectifs de renforcement du réseau	11		
1.2.2	Les tendances d'évolution des consommations électriques	13		
1.2.3	Les évolutions du réseau de distribution électrique	15		
1.2.4	Les capacités de développement du réseau Haute Tension	18		
1.2.5	Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables des Hauts de France	20		
2	Réseau Gaz	27		
2.1	Rappel de l'état actuel du réseau et des consommations de gaz	27		
2.2	Les évolutions du réseau de distribution de gaz	32		
2.2.1	Les objectifs de développement du réseau	32		
2.2.2	La qualité du gaz : le passage d'un gaz naturel à un gaz « vert »	32		
2.2.3	Les problématiques du raccordement au réseau	33		
2.2.4	Utilisation du biogaz, la pertinence de la mobilité propre	37		
2.2.5	Stockage du gaz	38		
2.2.6	Aspect économique	39		
3	Les réseaux de chaleur	40		
3.1	Rappel de l'état actuel du réseau de chaleur de Béthune	40		
3.2	Les projets en cours	43		
3.2.1	Le développement du réseau existant	43		
3.2.2	Les projets d'alimentation	45		
3.2.3	De nouveaux réseaux de chaleur	54		
4	Réseau hydrogène	64		
	Conclusion	69		

Avec les résultats de la phase 1 du diagnostic, il a été évalué l'état actuel des réseaux énergétiques (électricité, gaz, réseau de chaleur...) sur le territoire.

Dans la détermination des perspectives énergétiques de l'agglomération de la présente phase, sont appréhendées les évolutions possibles de ces réseaux.

Sont donc ici présentées dans un premier temps la capacité pour les réseaux existants et le développement nécessaire pour l'intégration des sources renouvelables et dans un deuxième temps les potentialités de développement de la distribution de chaleur.

La deuxième partie est en effet un atout du territoire, car celui-ci dispose d'un réseau de chaleur aux forts potentiels. Le territoire dispose également de ressources en énergies renouvelables et de récupération non négligeables comme le gaz de mine ou la valorisation des déchets par le centre à Labeuvrière. Les réseaux se doivent donc d'être en capacité de recevoir ces nouvelles sources d'énergie.

Objectifs : Evaluer la capacité des réseaux existants à subvenir aux besoins futurs du territoire ainsi que le développement nécessaire pour intégrer les sources renouvelables.

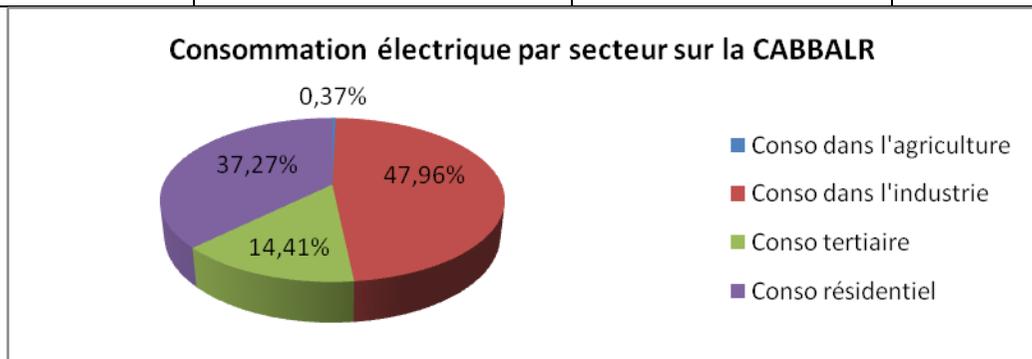
Méthodologie : Les données et informations ont été échangées avec les gestionnaires de réseaux gaz et électricité : GrDF et Enedis et extraites des documents des gestionnaires comme RTE. Après la collecte des informations et les discussions avec les interlocuteurs, les données ont permis de déterminer les capacités de développement envisageables pour ces réseaux.

1 Le réseau électrique

1.1 Rappel de l'état actuel du réseau et des consommations électriques

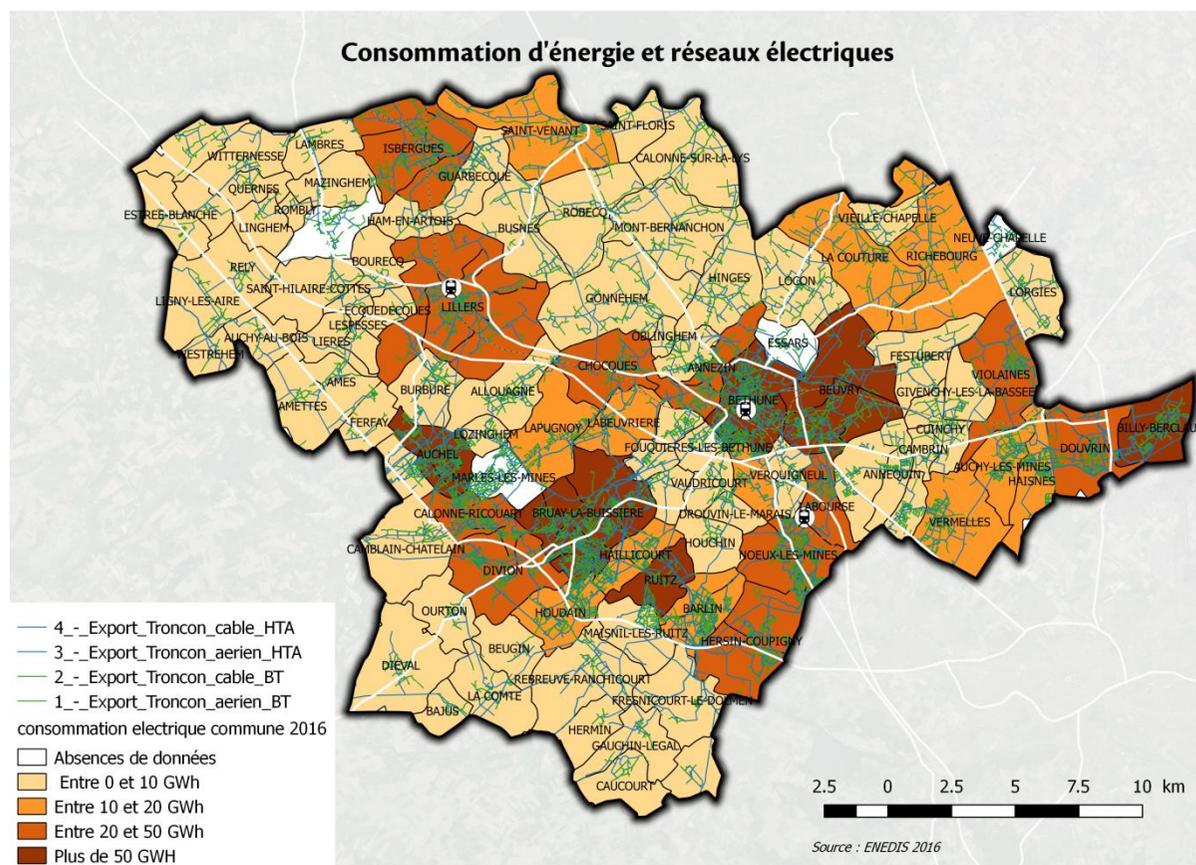
Rappelons que le territoire a une consommation électrique de 1911,83 GWh (chiffres d'Enedis 2016) répartie comme dans indiqué ci-dessous :

Données Enedis 2016	Conso. électrique pour le résidentiel	Conso. électrique pour l'agriculture	Conso. électrique pour l'industrie	Conso. électrique pour le tertiaire	Total
CABBALR	712,48 GWh	7,01 GWh	916,88 GWh	275,46 GWh	1911,83 GWh

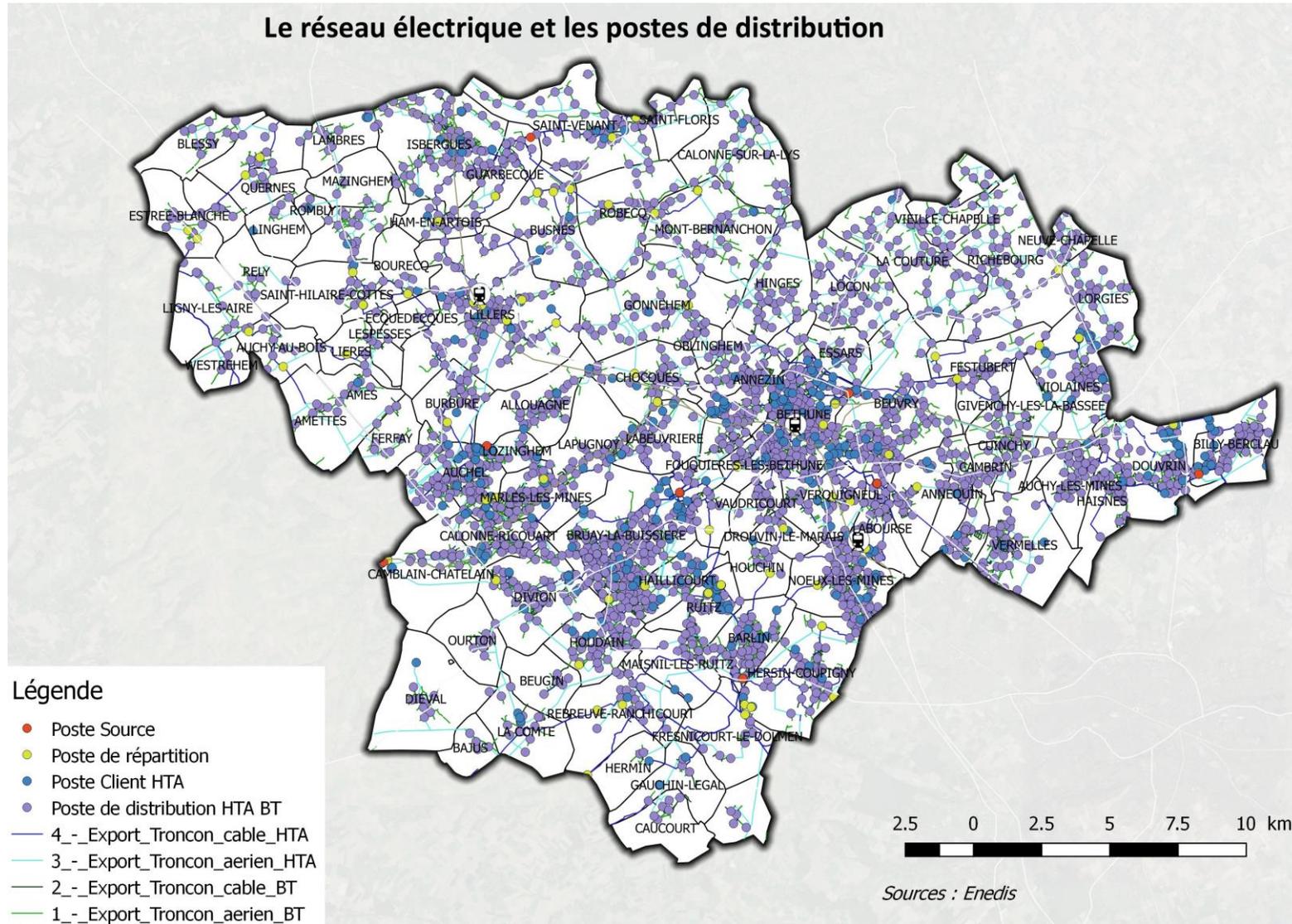


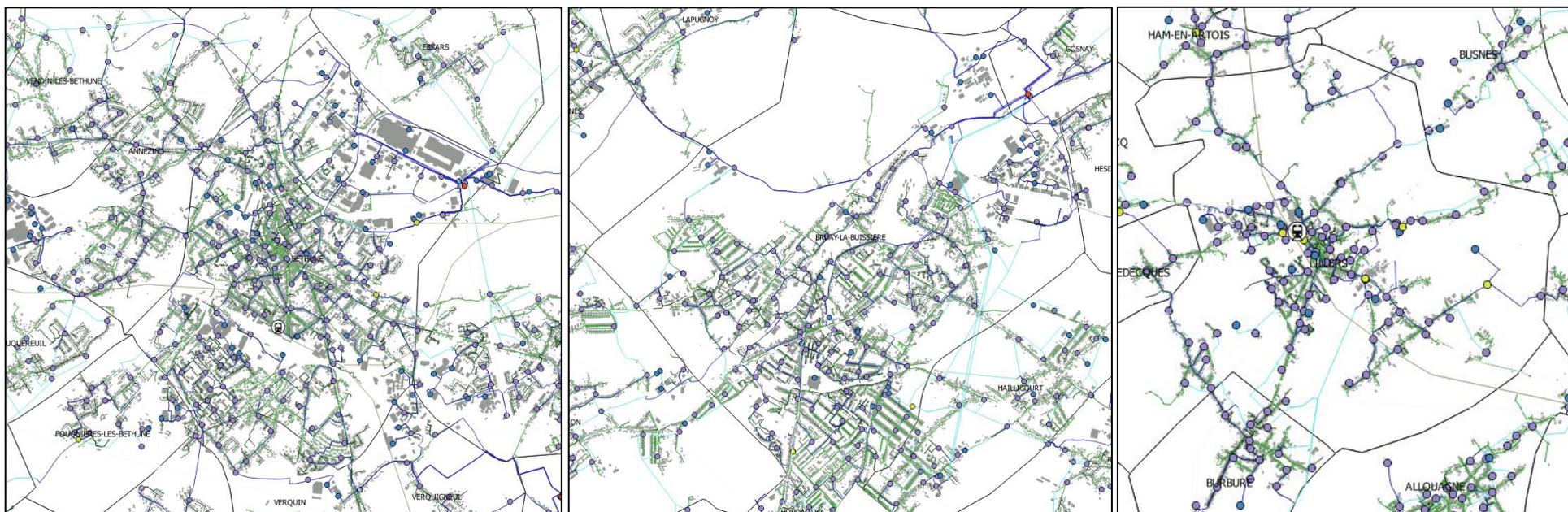
Source : ENEDIS, 2016

Sur le territoire, la consommation et les réseaux électriques Haute Tension A et Basse Tension sont réparties comme indiqué dans la carte suivante. Le réseau Haute Tension dessert des postes de grandes puissances électriques comme les industries et le réseau Basse Tension dessert les postes aux besoins plus modestes (particulier et secteur tertiaire).



Les postes de distribution, de source, des clients et de réparation sont indiqués ci-dessous :



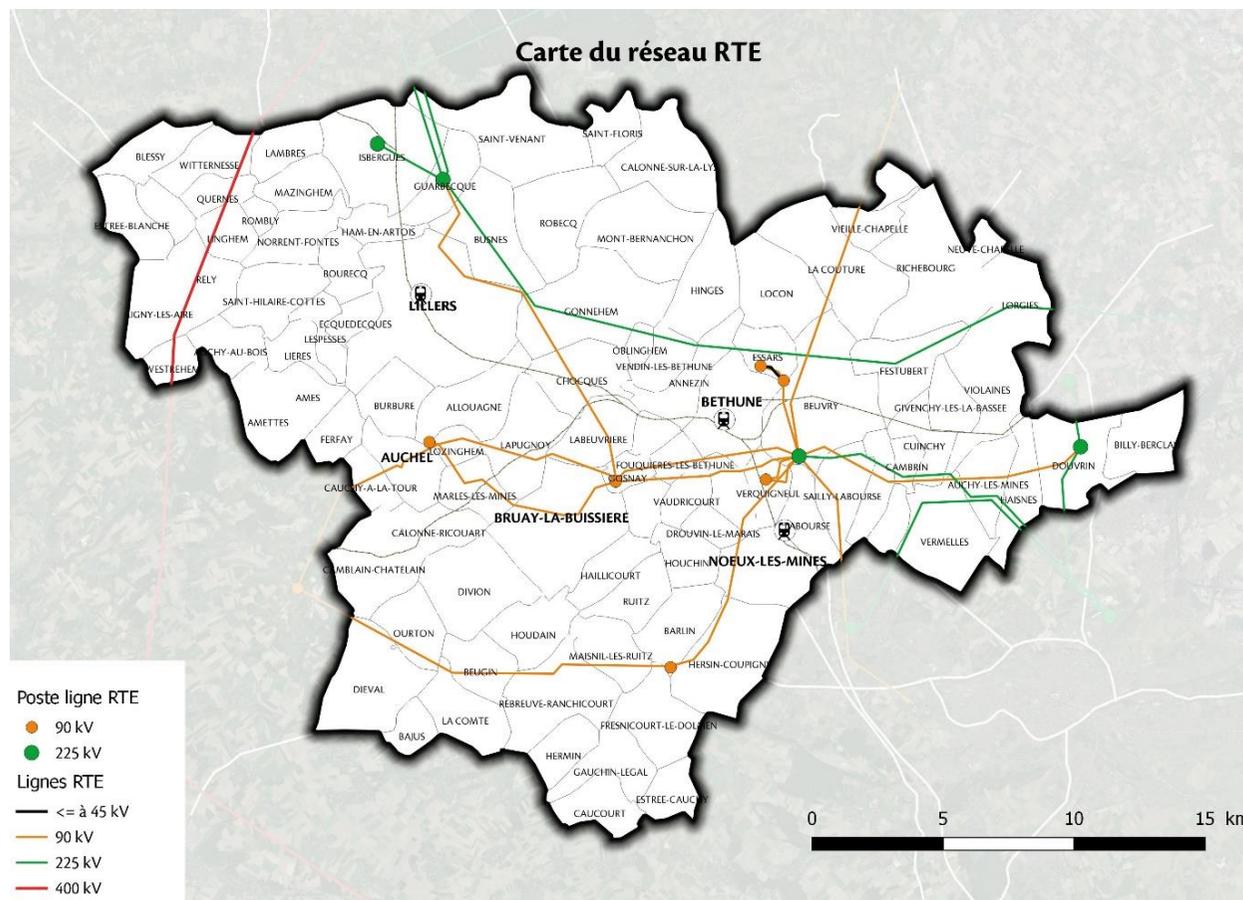


Le réseau et les postes à Béthune

Bruay-la-Buissière

Lillers

Le territoire dispose de 8 postes sources (en rouge) qui permettent d'abaisser la tension des lignes Haute Tension issues directement des grands centres de production. L'électricité est ensuite acheminée par le réseau de répartition HTA vers les postes de répartition (en jaune). L'électricité arrive ensuite au poste de distribution (en violet) et aux postes client HTA (en bleu). Les postes de distribution, nombreux sur le territoire, font la connexion entre le réseau de Haute Tension et celui Basse Tension. Les postes client HTA permettent d'alimenter des groupements de bâtiments ou des usines demandant de grandes puissances énergétiques.



Le réseau RTE sur le territoire ; Sources : <http://rtefrance.maps.arcgis.com>

Les points de maillage du réseau RTE sur le territoire correspondent aux postes source de la carte précédente.

La gestion des réseaux

RTE est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité en France en application du Code de l'Energie. Dans ses missions, RTE doit développer le réseau pour permettre le raccordement des producteurs, des réseaux de distribution et des consommateurs dont les nouveaux moyens de productions.

Sur le territoire, la gestion du réseau de distribution est déléguée à ENEDIS. Il n'existe pas d'entreprise locale de distribution.

1.2 Déploiement et renforcement du maillage du réseau

1.2.1 Les objectifs de renforcement du réseau

Afin d'intégrer les nouvelles productions d'énergie renouvelable, le réseau électrique devra se déployer selon deux objectifs :

- **Accueillir les productions diffuses de type urbain**, comme le photovoltaïque sur toiture par exemple.

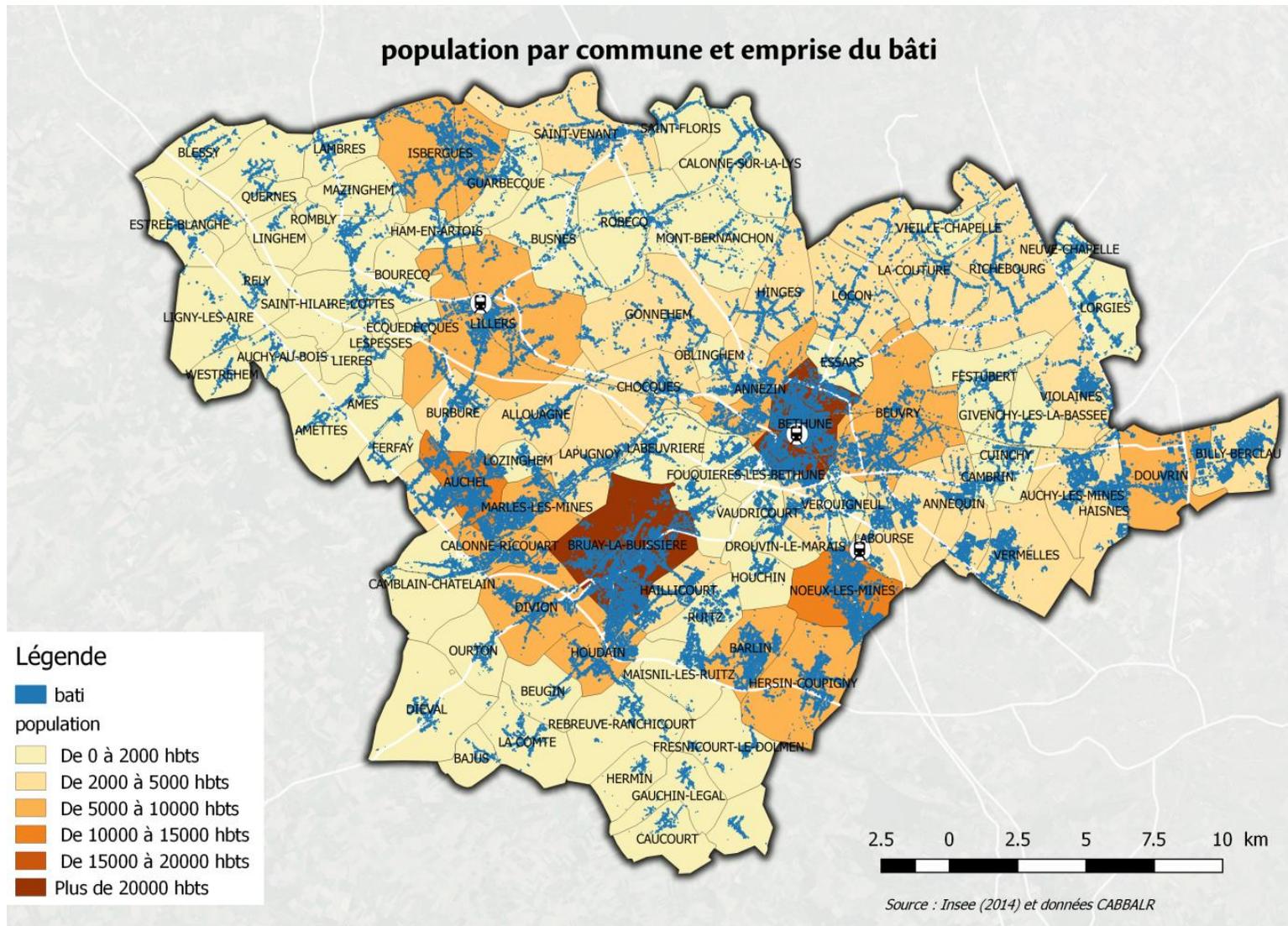
Pour cela il est plus pertinent de densifier le maillage au niveau des centres de population plus denses, où la production et la consommation d'énergie sont rassemblées et présentent moins de pertes en ligne.

Les communes les plus fortement peuplées sont Béthune (25 413 habitants d'après les chiffres de 2014 de l'INSEE), Bruay-la-Buissière (22 579 habitants) et Nœux-les-Mines (12 570 habitants) (cf. carte page suivante). A partir du moment où les bâtiments d'habitations, de commerces, de bureau et de bâtiment de grandes surfaces deviennent des centres de production d'énergie renouvelables, il est pertinent d'avoir un maillage renforcé dans les zones urbaines.

- **Accueillir les productions électriques plus isolées**, comme l'éolien ou certaines unités de photovoltaïque au sol, sur bâtiments agricoles ou industriels, ou encore la production d'électricité issue de la cogénération, sur des systèmes de méthanisation ou de valorisation des déchets.

En complément, le réseau électrique devra aussi s'adapter aux évolutions de consommations sur le territoire.

Dans les années à venir (et dès maintenant), les réseaux électriques doivent également être capables de s'adapter aux changements de mode de consommation, notamment avec les changements dans la mobilité, l'augmentation du nombre des bâtiments ou de groupement de bâtiments en autoconsommations, ou encore l'intégration des systèmes de stockage.



Carte de la population par commune (chiffre INSEE 2014) et emprise du bâti

1.2.2 Les tendances d'évolution des consommations électriques

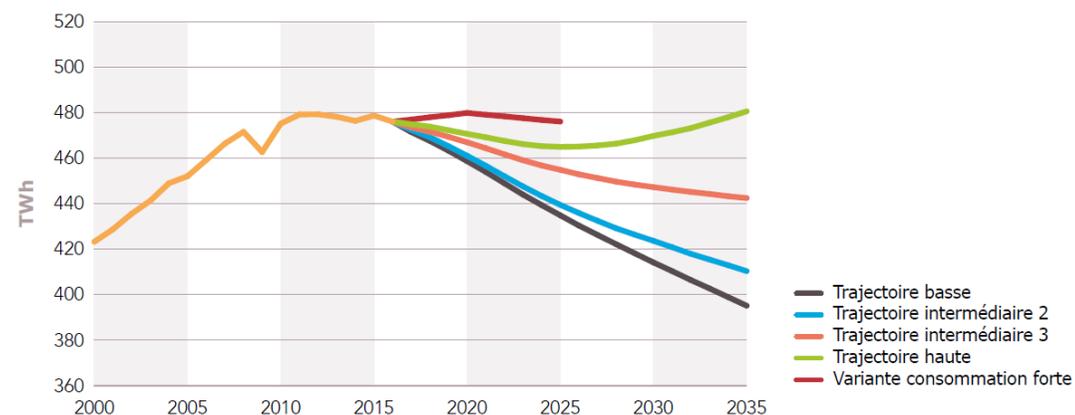
1.2.2.1 Scénarios d'évolution nationaux

RTE définit chaque année le Bilan prévisionnel sur les tendances électriques à venir¹. D'après les scénarios définis à l'échelle nationale, les consommations d'énergie électrique ont actuellement tendance à se stabiliser, voire à décroître.

Toutefois, si la plupart des scénarios définis par RTE considèrent une stabilisation ou une diminution globale des consommations électriques, un des scénarios considère que les besoins électriques seront à la hausse (trajectoire haute).

Dans tous les cas, tous les scénarios du bilan prévisionnel décrivent un développement important de la production éolienne et photovoltaïque.

Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité
(France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



Trajectoires des différents scénarios nationaux (sources : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France ; Edition 2017)

¹ Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France ; Edition 2017

Le bilan prévisionnel RTE met également en avant que la variation entre les pics de consommation et ceux de production ont tendances à augmenter, ce qui pose la question de l'équilibre offre-demande et de la sécurité d'approvisionnement. La production et la consommation d'électricité est très sensible aux conditions climatiques (vent, ensoleillement, rigueur du climat en hiver ou canicule en été...). Les réseaux électriques doivent être en capacité de supporter et de lisser ces pics.

1.2.2.2 Evolution locale des consommations

Plusieurs trajectoires de consommation électrique ont été définies et dans leur ensemble elles sont stables ou orientées à la baisse sur le long terme (cf. partie scénarios). La diminution hypothétique viendrait principalement des efforts de réduction des consommations énergétiques du secteur résidentiel avec des bâtiments de moins en moins énergivores et dans les secteurs industriel, tertiaire et agricole avec des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique. La diminution des consommations électriques de ces secteurs compense l'augmentation de la population et l'augmentation des besoins électriques du secteur des transports, du fait de l'utilisation accrue de l'électromobilité.

Un autre point important dans la baisse globale des consommations électriques est la part de plus en plus significative de l'autoconsommation, avec une production photovoltaïque sur toiture, sous l'effet des décisions des particuliers, d'un ensemble de consommateur ou de collectivités. En effet, l'hypothèse a été faite que de nouvelles dynamiques apparaissent dans les prises de décisions pour les investissements du secteur énergétique, laissant place à des circuits courts, définies localement entre la production et l'approvisionnement en électricité. Ce développement peut être accompagné de celui du stockage diffus, si les batteries sont utilisées de manière plus large dans le cadre du fonctionnement du système électrique. Cette dynamique est renforcée par des opérations d'autoproduction à l'échelle de quartiers ou de zones industrielles.

1.2.3 Les évolutions du réseau de distribution électrique

Les réseaux de distribution d'électricité ont l'obligation de raccorder tous les systèmes de production de consommation électrique et de stockage. La société Enedis, chargée de la gestion et de l'aménagement de 95% de ce réseau, propose donc des accompagnements au raccordement auprès des consommateurs et des producteurs d'énergie, quelques soit les solutions mais en proposant des prix adaptés. Enedis a l'obligation de garantir une qualité de fourniture. Les prix de raccordement dépendent surtout de l'éloignement du poste de consommation, de production ou de stockage par rapport aux lignes existantes. Enedis établit les propositions sur devis mais à titre indicatif, le raccordement d'une maison individuelle au réseau électrique peut être de l'ordre de 500€ à 2 500€.

Alors que dans les tendances passées, le réseau de distribution était plutôt unidirectionnel et centralisé (de la production à la consommation), le réseau doit devenir un système multidirectionnel et décentralisé, ou les points de consommation peuvent aussi devenir des points de production. Cette mutation est encore à mettre en place.

Les systèmes de production vont devenir très divers avec des puissances très variables. La solution d'adaptation au réseau pour Enedis est d'accompagner au mieux et le plus tôt possible les acteurs de l'énergie.

Par exemple, Enedis accompagne le territoire pour l'implantation de 63 points de recharge dans le cadre du développement de l'électromobilité.

Sur le territoire de la Communauté d'Agglomération de Béthune Bruay Artois Lys Romane, les solutions de productions d'électricité renouvelable sont :

- les panneaux photovoltaïques,
- l'éolien,
- la cogénération issue de la méthanisation, du gaz de mine, de la biomasse (bois-énergie), de la valorisation des déchets, éventuellement de la géothermie ou même de la récupération d'énergie fatale...
- l'hydraulique.

Selon les tailles du projet, la procédure peut varier, entre la production des centrales de moins de 250 kVA, raccordées au réseau de distribution de basse et moyenne tension) et celles de plus grandes capacités raccordées au réseau de transport de haute et très haute

tension. Le raccordement est aujourd'hui une démarche chronophage car la gestion n'est pas optimisée, ce qui est un frein au déploiement.

Le raccordement des systèmes de production d'électricité présente un coût pour le producteur. Pour le cas de l'installation photovoltaïque de moins de 36 kVA, il faut compter près de 1 500€ environ pour une installation simple, et jusqu'à 3 000€ pour une installation complexe. Toutefois des aides financières existent pour aider à l'investissement photovoltaïque raccordé au réseau. Mais ces aides financières peuvent s'amoinrir, comme c'est le cas du de la suppression du crédit d'impôt pour les particuliers depuis 2014. Le rachat par le gestionnaire de réseaux n'est plus obligatoire et l'autoconsommation est possible pour les petites productions photovoltaïques.

Les systèmes de stockage d'électricité peuvent être raccordés au réseau mais comme tous les systèmes de consommation ou de production, ils ne sont pas développés directement par le gestionnaire de réseau car ce dernier évolue selon un système régulé.

D'après l'article 199 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les établissements publics et les collectivités peuvent, en association avec des producteurs et des consommateurs, proposer au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions de ce réseau. Ce service a pour objet d'optimiser localement la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité.

Les solutions de flexibilité des réseaux électriques ont principalement pour cible les consommateurs par la proposition de tarifs préférentiels selon les meilleures périodes propices ou des offres spécifiques sur les véhicules. Il est également possible de cibler les industries, car beaucoup d'entre elles utilisent des procédés énergétiques. Les solutions de flexibilité les plus pertinentes sont celles qui permettent de traiter les points de consommations hivernales, car le système électrique est particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid. Il s'agit d'événements ponctuels qui peuvent être anticipés la veille pour le lendemain. A l'échelle nationale ou même régionale, le développement de solution d'effacement permet d'éviter la construction et l'utilisation de nouvelles centrales thermiques.

Dans le cas de systèmes d'autoconsommation, une solution de groupement est possible : plusieurs bâtiments consommant et produisant de l'énergie électrique peuvent créer une cellule quasi-autonome et peuvent échanger avec le réseau de distribution qu'en cas de

besoins énergétiques ou de surplus de production. Cela permet de lisser grandement les pics de consommation et de production en limitant l'influence sur le réseau. Chaque cellule en autoconsommation serait reliée au réseau par un compteur communicant.

Dans les Hauts-de-France, il est identifié près de 861 projets d'autoconsommation individuelle et on en compte une dizaine en projet collectif. Sur le territoire, un projet en autoconsommation collectif a récemment émergé sur la commune de Burbure.

Intérêt des compteurs communicants :

Les compteurs Linky ont un rôle important à jouer dans la flexibilité du réseau car ils permettent une meilleure précision dans la connaissance des consommations et des productions d'énergie. Cela est très pertinent pour les systèmes d'autoconsommation, pour la visualisation des flux électriques ainsi que pour la visibilité pour le Réseau de Transport d'Electricité et permettre d'adapter en réponse l'offre à la demande. Les compteurs permettent de déceler les incidents, d'intégrer des objets connectés et d'avoir une meilleure manœuvre du réseau. Pour la consommation, les compteurs communicants permettent de lisser les pics de puissance à l'échelle individuelle (notamment à l'heure du retour du travail) et de répartir les consommations. Avec des systèmes de production d'énergie renouvelable l'autoconsommation ou l'injection sur le réseau peuvent également être optimisés en fonction des horaires de tarifs. Les compteurs communicants sont encore plus pertinents pour des systèmes de consommation, production et de stockage énergétique (via une voiture électrique par exemple) ou la demande et l'injection sur le réseau peuvent être commandées et réparti sur des horaires différents. Par exemple, la recharge de la voiture électrique peut se faire dans la nuit plutôt qu'à 19h. Des cellules de consommation-production seront plus acceptable face au réseau électrique.

Les gérants de réseaux électriques de distribution ont l'obligation de fournir les données de consommations électriques (anonymisé) auprès des collectivités mais aussi de communiquer des données en open data (librement disponible) qui permettent de mieux connaître et comprendre les dynamiques de territoire. Ces données sont aussi croisées avec des données économiques et sociales et offre des analyses pertinentes. Les compteurs communicants participent à la modernisation de la collecte des données.

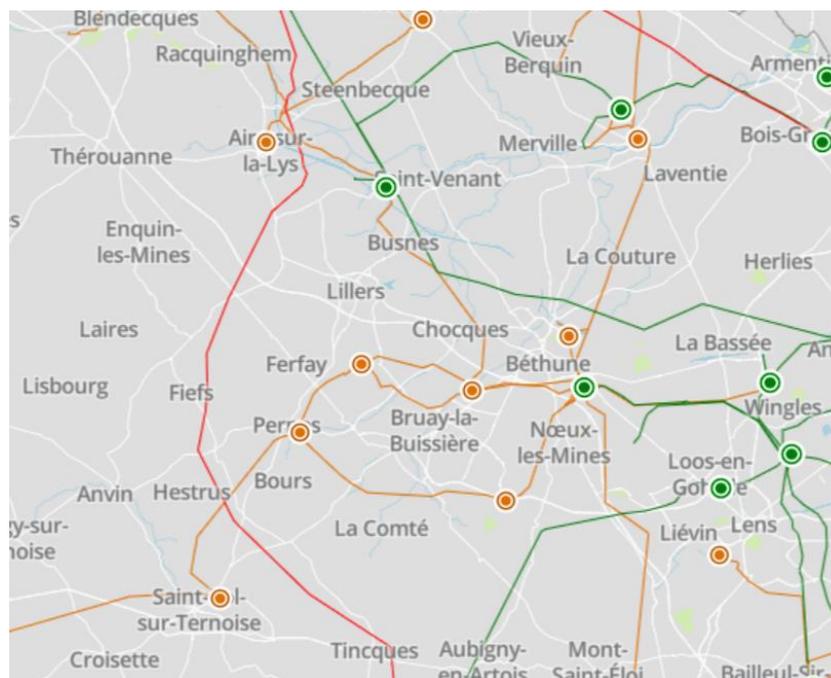
Ainsi, le réseau électrique a les capacités (et la nécessité) pour évoluer vers un réseau intégrant les productions d'énergie renouvelable parfois de faibles puissances tout en étant plus communicant pour mieux répartir les puissances de production et de consommation, pour des solutions parfois très locales.

1.2.4 Les capacités de développement du réseau Haute Tension

1.2.4.1 Les capacités actuelles

Les capacités du réseau à l'échelle nationale ont été déterminées sur le site Capareseau, réalisé en collaboration par RTE et les gestionnaires de réseau de distribution. Il affiche les possibilités de raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité, avec les capacités d'accueil réservées aux EnR au titre de l'ancien S3REnR du Nord Pas de Calais à titre indicatif.

Sur le territoire de la Communauté d'Agglomération de Béthune-Bruay Artois Lys Romane, ont été recensés plusieurs points de raccordement avec leur capacité :



Nom	BARLIN	BEUVRY	DOUVRIN	ESSARS	GOSNAY	GUARBEQUE	LA MAIE	GOSNAY
Taux d'affectation des capacités réservées	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%
Puissance EnR déjà raccordée	44.0	0.7	1.0	1.2	3.3	0.6	36.5	3.3
Puissance des projets EnR en file d'attente	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Quote-Part unitaire actualisée applicable au 01/02/2018 (k€/MW)	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33
Puissance des projets en file d'attente du S3REnR en cours	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
dont la convention de raccordement est signée	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, disponible vue du réseau public de transport	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RTE - Capacité d'accueil en HTB2		460.0	468.0			377.0		
RTE - Capacité d'accueil en HTB1	de 0.0MW à 15.0MW	> 15.0MW	> 15.0MW	> 15.0MW	> 15.0MW	> 15.0MW	> 15.0MW	> 15.0MW
Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, restante sans travaux sur le poste source	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Puissance cumulée des transformateurs existants	92.0	72.0	76.0	108.0	108.0	36.0	36.0	108.0
Nombre de transformateurs existants	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	1.0	1.0	3.0
Consommation minimale	11.0	8.2	6.9	11.0	11.8	4.6	4.3	11.8
Tension aval	15kV - 20kV -	15kV - 20kV -	20kV -	20kV -	15kV -	20kV -	15kV -	15kV -
Tension amont	90kV -	90kV -	90kV - 225kV -	90kV -	90kV -	90kV -	90kV -	90kV -
Puissance en file d'attente hors S3REnR majorée de la capacité réservée du S3REnR	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Capacité de transformation HTB/HTA restante disponible pour l'injection sur le réseau public de distribution	52.4	72.4	76.5	106.8	108.8	37.5	1.3	108.8

Des systèmes d'énergie renouvelable sont déjà raccordés au réseau. **D'après ces données les capacités d'accueil réservées au titre du S3REnR Nord Pas de Calais et qui restent à affecter sont nulles pour l'ensemble du territoire.** Mais 4,1 MW sont encore en projet de raccordement sur le poste de Beuvry (notamment pour le raccordement de la future centrale photovoltaïque au sol). Sur le réseau RTE en revanche les capacités d'accueil en HTB1 et HTB2 sont plus importantes mais il n'y a pas non plus de capacité d'accueil réservée à titre du S3REnR.

1.2.5 Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables des Hauts de France

1.2.5.1 Présentation :

La loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », a institué deux nouveaux types de schémas, les Schémas régionaux du climat, de l'aire et de l'énergie (SRCAE) ainsi que les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR).

L'article L 321-7 du Code de l'Energie et le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 définissent le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables. Ce schéma doit reprendre les objectifs définis par le SRCAE.

Ce document élaboré par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité. Il détermine les conditions de renforcement du réseau de transport d'électricité et des postes de production pour favoriser l'injection de l'électricité d'origine renouvelable, selon les objectifs du SRCAE.

Rappelons que la loi Grenelle a fixé l'objectif de porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de la France à au moins 23% d'ici 2020.

Ce document correspond à la révision du S3REnR Picardie et du S3REnR Nord-Pas-de-Calais, approuvé début 2019.

Dans l'essentiel, ce schéma présente : les travaux de développement nécessaire à l'atteinte des objectifs (créations d'infrastructures et renforcements), la capacité d'accueil du S3REnR, la capacité d'accueil par poste, le coût prévisionnel des ouvrages créés, le calendrier prévisionnel des études à réaliser et les procédures à suivre pour l'élaboration des travaux.

L'objectif dans l'élaboration du S3REnR Hauts-de-France a été fixé à 3091,28 MW de capacité réservées, ce qui concerne les projets de productions d'énergie renouvelable, composé de :

- 3 GW de nouvelles capacités réservées, conformément à l'objectif fixé par le préfet ;
- 23,71 MW de capacité d'accueil pour les productions inférieures ou égales à 100 kVA ;
- 67,57 MW, au titre des capacités réservées des schémas précédents, libérées suite à l'abandon de projets.

Le S3REnR de l'ex-Région du Nord-Pas-de-Calais prévoyait une réservation de capacité de 884 MW sur l'ensemble des postes, (à noter que 89 MW de plus étaient réservés pour le segment des EnR < 100 kVA). Le récapitulatif des capacités de l'ancien S3REnR est le suivant :

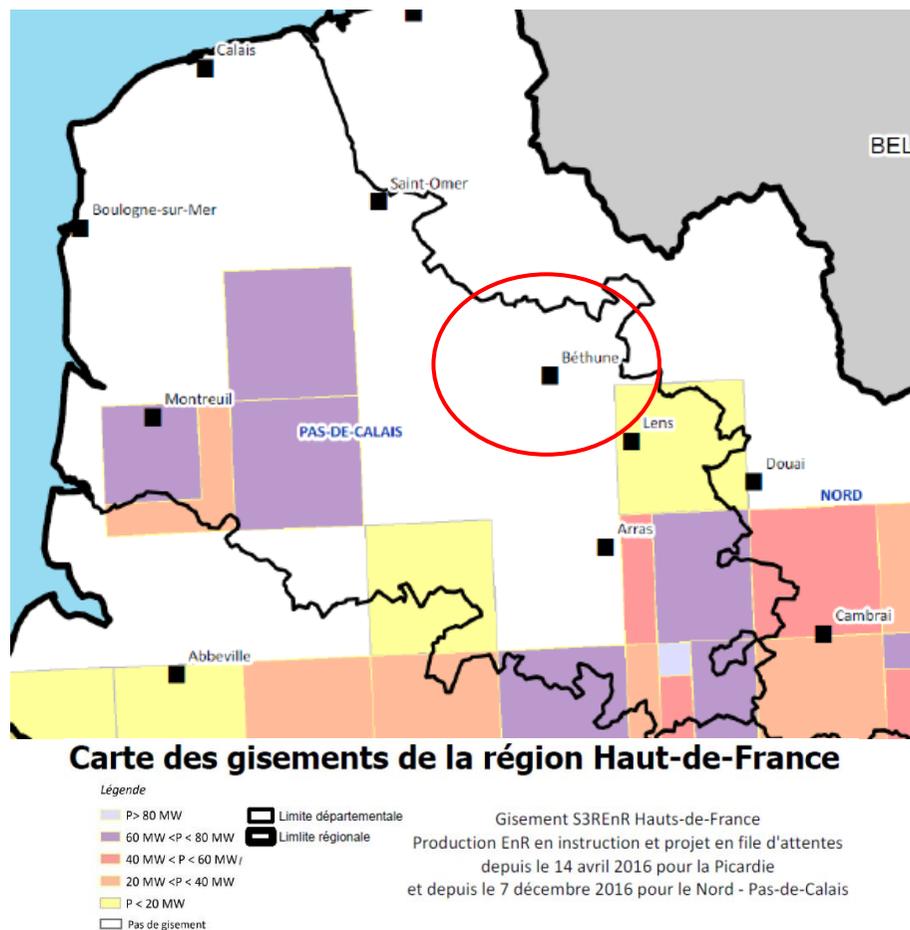
Capacité réservée : 884 MW

Capacité utilisée : 870,68 MW

Capacité abandonnée après saturation : 13,32 MW

Le S3REnR est saturé depuis décembre 2016 et avec la révision des deux anciens S3REnR des Hauts-de-France, il a été demandé de prendre 3 GW comme objectif du S3REnR révisé à la maille des Hauts de France.

La répartition des gisements de production électrique renouvelable prise en compte dans ce S3REnR des Hauts-de-France selon les territoires est indiquée ci-dessous :



Extrait des gisements de la Région des Hauts-de-France, ciblé sur le département du Pas-de-Calais, avec en rouge la zone du territoire

Ce gisement de production d'énergie renouvelable n'intègre pas de projets en instruction ou en files d'attentes depuis décembre 2016 sur le territoire de la Communauté d'Agglomération de Béthune-Bruay Artois Romane.

- Capacité d'accueil :

D'après le nouveau S3REnR, sur le territoire de la Communauté d'Agglomération, plusieurs communes sont identifiées comme poste d'évacuation² sur les segments dont la capacité d'accueil peut être valorisée. Voici le bilan des capacités réservées :

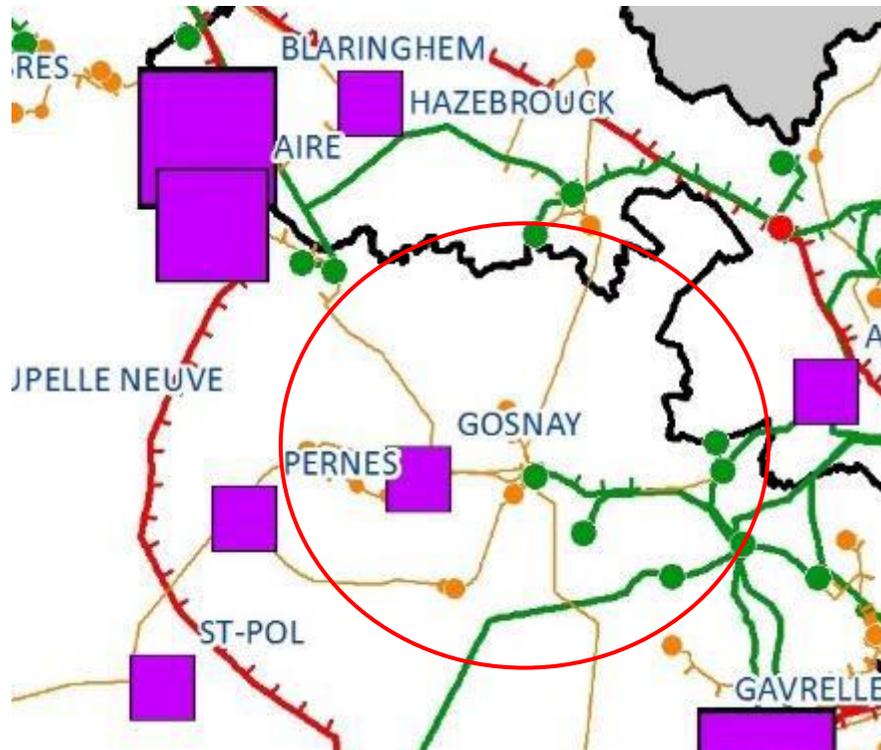
Poste	Capacité réservée initiale (issu de l'ancien S3REnR) (MW)	Capacité réservée affectée (MW)
Barlin	2,5	0
Beuvry	1,5	4,08
Douvrin	2	0

Ce qui fait un total de 4,08 MW de capacité affectée pour le territoire sur les postes concernés.

A cela s'ajoute la commune de Gosnay qui est reconnue comme ayant une capacité réservée encore disponible sans investissement au moment du dépôt du S3REnR (décembre 2019) de 5 MW.

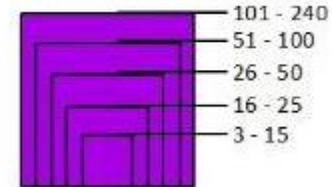
Les capacités disponibles sur le territoire semblent limitées mais il est tout à fait envisageable de concevoir des sites de production d'électricité renouvelable d'envergure reliés aux capacités disponibles au voisinage du territoire, comme à Aire où à Pernes, comme indiquées sur la carte suivante.

² Poste d'évacuation : lieu d'Injection ou au Soutirage, indispensables pour permettre l'Injection jusqu'à la Puissance Active Maximale du Site en Régime Normal.



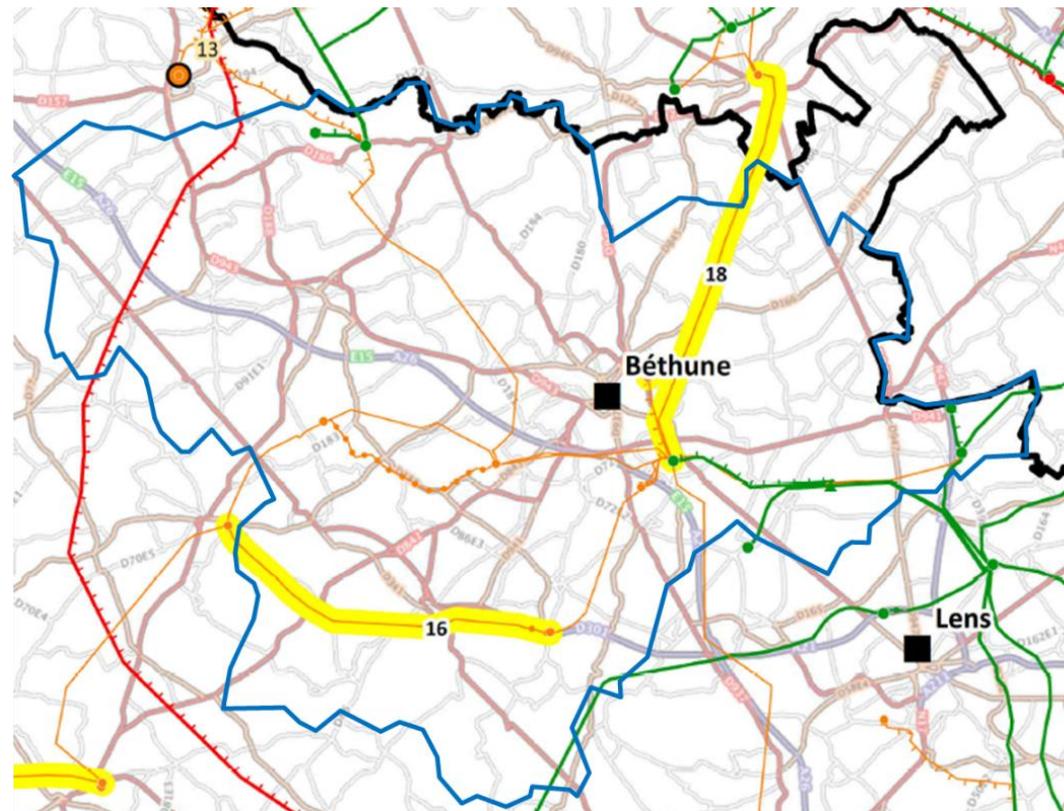
Légende:

Capacité réservée en MW:



Extrait des capacités réservées au moment du dépôt du Schéma, avec en rouge la zone du territoire

- Travaux prévus au S3REnR des Hauts-de-France :



Travaux prévus au S3REnR:

■ ■ ■ ■ ■ Création d'une liaison

— Augmentation de la capacité de transit sur une liaison existante

— Limites du territoire

● Renforcement dans un poste existant

● Création dans un poste existant

● Création d'un nouveau poste de transformation

" XX " Numéro d'identification des sites de développements de réseau (S3REnR Hauts-de-France, paragraphe 8 de la partie 3)

Figure 1 Extrait de la carte des travaux prévus au S3REnR des Hauts-de-France

Au regard du S3RENr approuvé en début 2019, il est prévu que la capacité sur le territoire soit augmentée sur la ligne de 90 kV à l'est et au Nord de Béthune (n°18, ligne Estaires-dérivation Essars), ainsi qu'au sud-ouest (n° 16, ligne Barlin-Pernes) et que des postes de transformation soient rajouté sur la ligne entre Auchel et Fouquières-lès-Béthune.

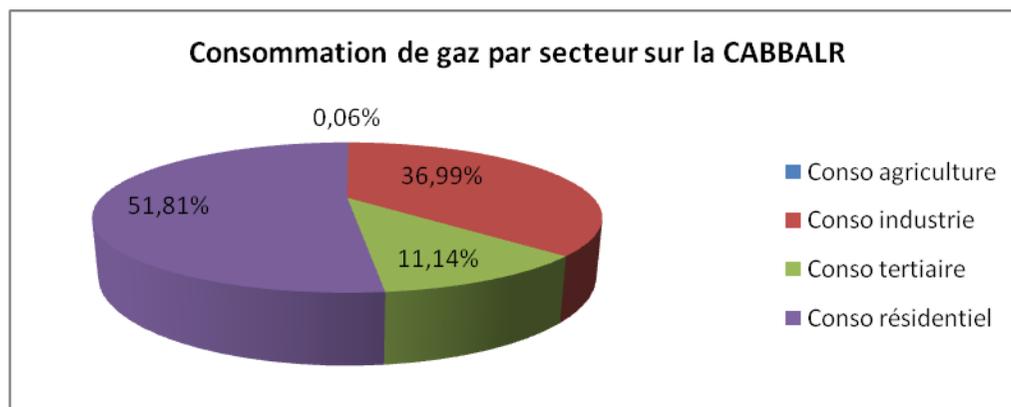
Ainsi, le S3REnR prévoit des renforcements du réseau qui augmenteront les capacités d'injection sur le réseau mais ne réserve pas de capacités supplémentaires aux énergies renouvelables.

2 Réseau Gaz

2.1 Rappel de l'état actuel du réseau et des consommations de gaz

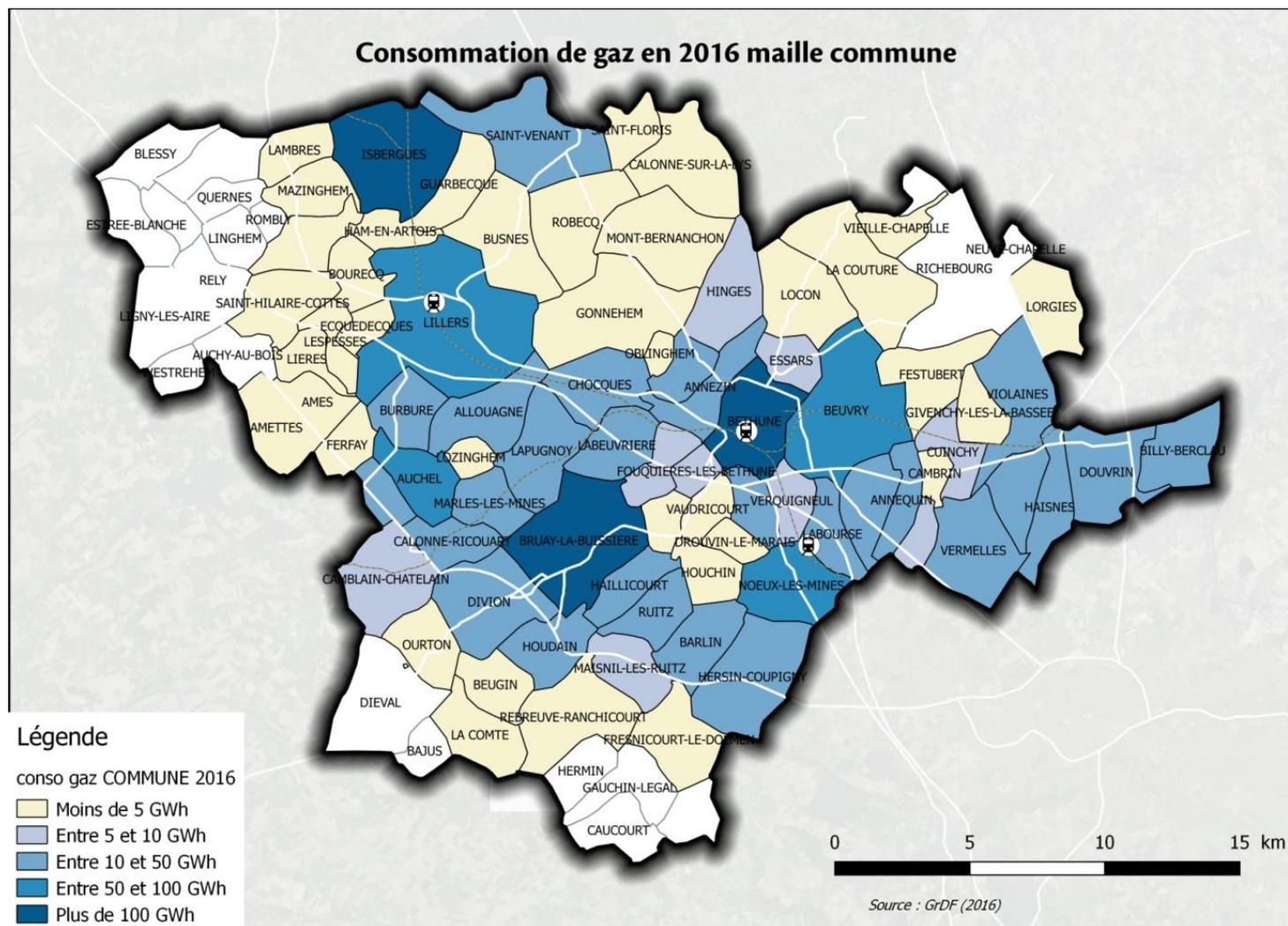
Rappelons d'après le diagnostic que le territoire a une consommation totale de gaz de 2270,14 GWh.

Données GRDF 2016	Conso. de gaz pour le résidentiel	Conso. de gaz pour l'agriculture	Conso. de gaz pour l'industrie	Conso. de gaz pour le tertiaire	Total
CABBALR	1 205,74 GWh	1,32 GWh	508,27 GWh	261,32 GWh	2270,14 GWh

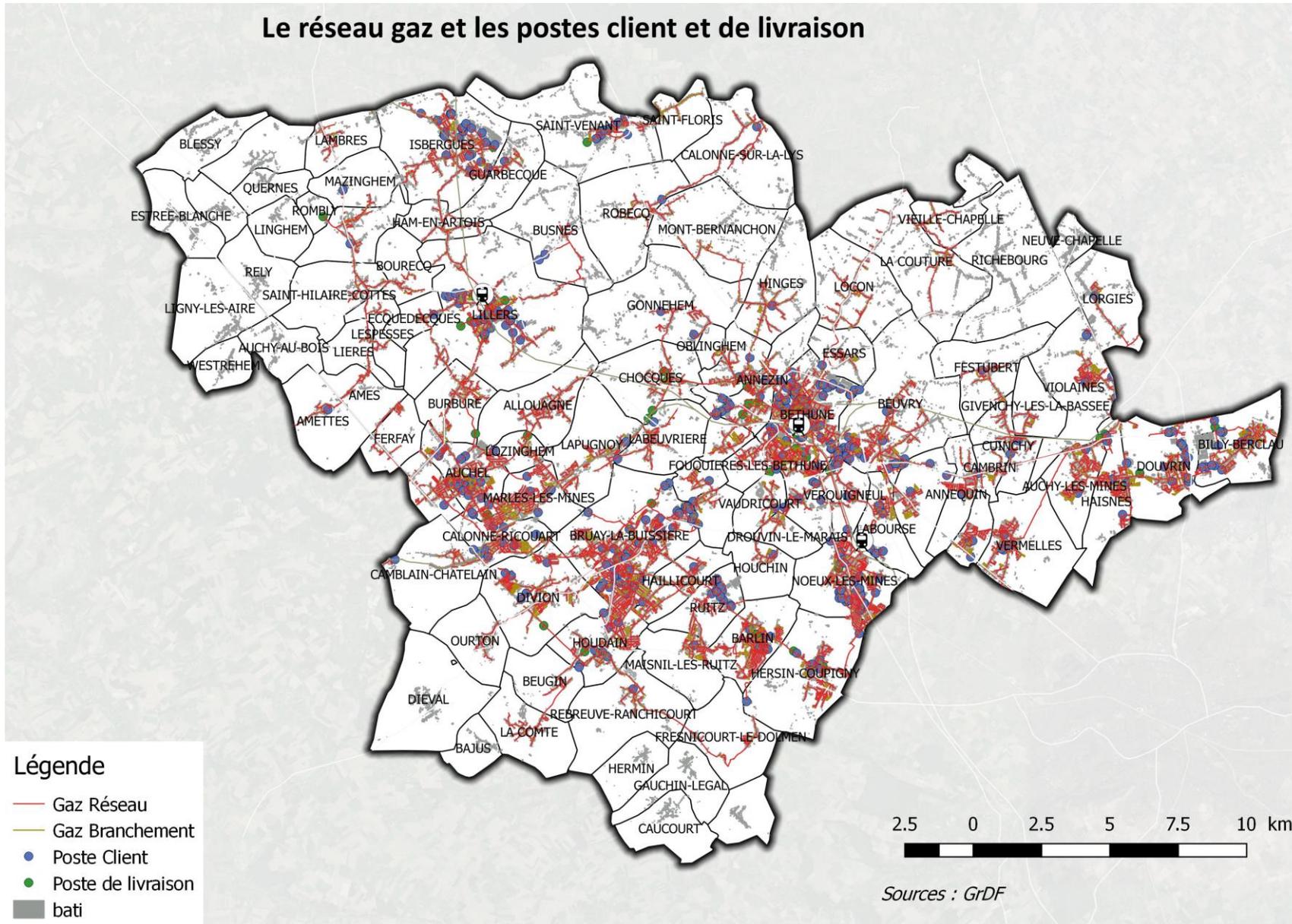


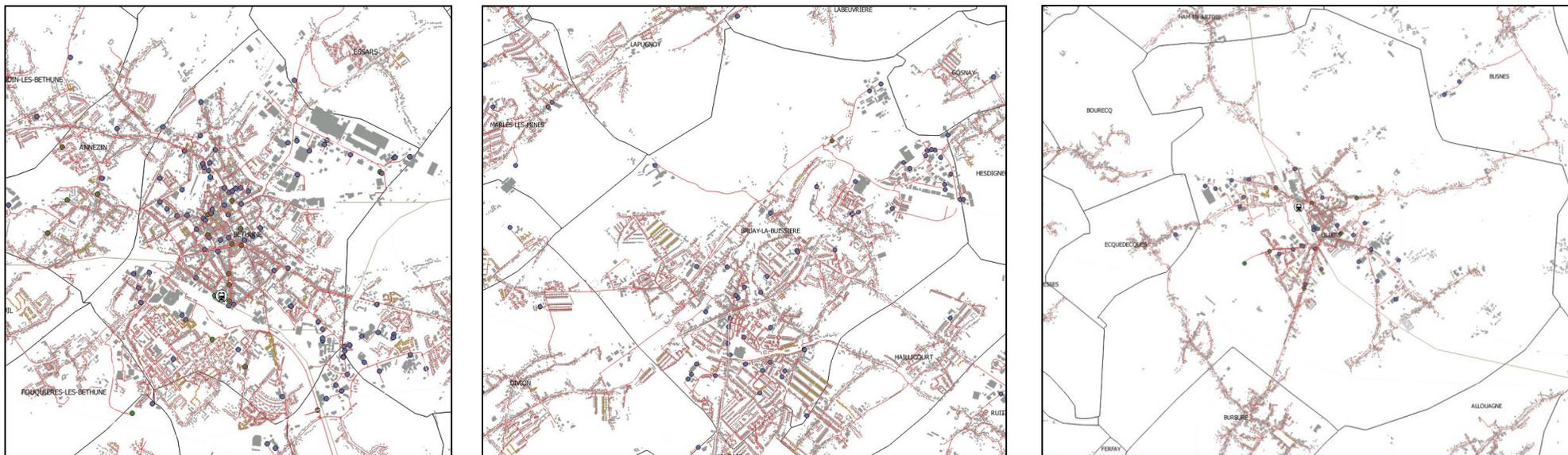
Source : données GRDF, 2016

Les consommations de gaz sont réparties sur le territoire comme indiquées ci-dessous :



Le réseau gaz et les postes client et de livraison





Les réseaux de gaz et de branchement ainsi les postes client et de livraison des communes de Béthune, Bruay la Buissière et Lillers

Le territoire a un maillage du réseau de gaz (en rouge) qui couvre toute sa surface et qui est bien plus dense dans les zones urbaines. Le maillage du gaz branchement (en jaune) est lui plus présent au cœur des zones urbaines, pour connecter le réseau de gaz aux consommateurs. Les postes clients et de livraison (en bleu et vert) se répartissent également sur tout le territoire. Les postes clients sont alimentés par le réseau gaz et les postes livraison par les branchements gaz.

La gestion des réseaux :

La société GRTgaz (Gaz Réseau Transport) véhicule de la haute pression et la société GRDF (Gaz Réseau Distribution France) véhicule du gaz à plus faible pression. GRDF est le principal distributeur de gaz naturel en France et en Europe.

2.2 Les évolutions du réseau de distribution de gaz

2.2.1 Les objectifs de développement du réseau

La gestion du réseau de distribution doit intégrer trois composantes : les sources, le réseau et les consommateurs. Le réseau est particulièrement important sur le territoire de la Communauté d'Agglomération Béthune-Bruay Artois Lys Romane car il se situe dans le secteur le plus dense de France. Toutefois les dynamiques de développement du gaz « vert » dans le réseau doivent être renforcées sur le territoire.

2.2.2 La qualité du gaz : le passage d'un gaz naturel à un gaz « vert »

Le gaz fossile est parmi les solutions énergétiques les plus efficaces, ce qui doit constituer une opportunité comme « vecteur de transition » vers des énergies moins carbonées.

A l'échelle nationale, la production de gaz de source renouvelable est fortement encouragée comme c'est le cas avec la Loi de transition énergétique pour une croissance verte qui a pour objectif concernant le réseau de gaz, de fournir au moins 10% de gaz d'origine renouvelable d'ici 2030. Cet objectif est passé à 30% à l'horizon 2030 pour GRDF. Cela doit aboutir en 2050 à un réseau 100% gaz vert, ce qui est un objectif ambitieux, notamment en ce qui concerne le bio-méthane en injection.

A l'échelle régionale, les Hauts-de-France se sont donné comme objectif ambitieux de devenir la première région européenne productrice de biométhane injecté dans le réseau. De nombreux acteurs sont mobilisés autour de ce défi, qui implique différentes parties prenantes : le monde agricole, les industriels, le monde des transports et de la logistique et les collectivités. Les acteurs cités sont particulièrement ciblés pour la production de gaz renouvelable.

Pour attendre un objectif de 100% renouvelable dans le mix de gaz dans le réseau de distribution en 2050, trois cibles sont priorisées :

- la méthanisation qui aujourd'hui est la solution de gaz vert la plus performante,
- la conversion d'électricité renouvelable en gaz, appelé « power-to-gas »,
- la pyrogazéification, qui consiste en la combustion de matière première à très haute température en l'absence d'oxygène. La matière première est transformée en liquide puis en gaz qui est ensuite injecté dans le réseau. La pyrogazéification est encore peu répandue.

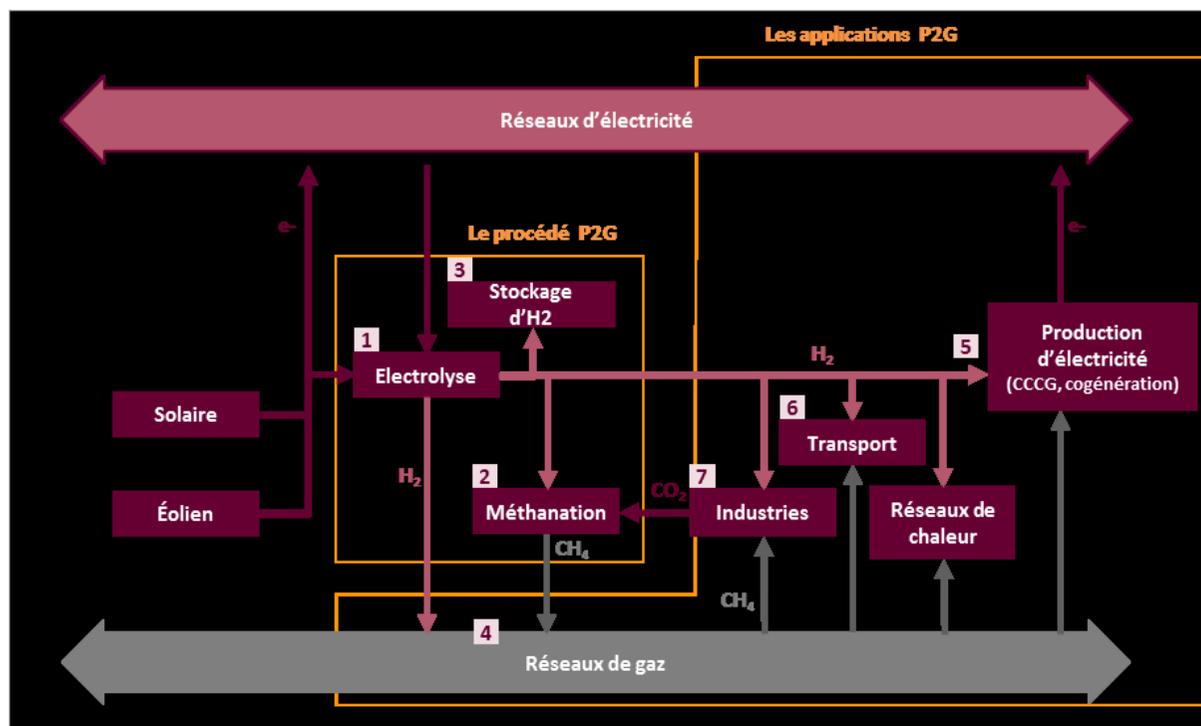
Une étude de faisabilité technico-économique pour un gaz d'origine 100% renouvelable a été réalisée par l'ADEME, GRDF et GRTgaz en 2017. Cette étude a déterminé qu'à l'échelle nationale, une demande de gaz de 276 à 361 TWh en 2050 peut être satisfaite par du gaz renouvelable pour un coût global compris entre 116 et 153 €/MWh ce qui est dans une moyenne haute des prix du gaz.

2.2.3 Les problématiques du raccordement au réseau

Comme pour le réseau électrique, pour une meilleure adaptation des capacités aux nouvelles formes de production et de consommation de gaz, il est important de pouvoir anticiper et connaître le plus tôt possible les projets. Avec la multiplication des installations, le maillage sera naturellement renforcé. Mais aujourd'hui à l'échelle nationale, on compte près de 1 300 000 personnes non raccordées au réseau mais proches du maillage, ce qui constitue un premier potentiel de densification. Si les postes de consommation sont relativement loin des réseaux existants, il est également possible de se concerter entre les collectivités, la Fédération Départementale de l'Energie du Pas-de-Calais (FDE62) qui a une convention de partenariat avec GRDF et les porteurs de projets. Certaines Zones d'Activités du territoire de la Communauté d'Agglomération sont déjà engagées dans ce sens et sont accompagnées techniquement et financièrement dans leurs projets de raccordement.

Les solutions avantageuses de raccordement sont également proposées auprès des particuliers au profil sociaux, comme le dispositif Cœur de Ville, pour la revalorisation des centres villes. Des actions de sensibilisation sont également menées pour la promotion du gaz vert.

La réussite de l'intégration des nouveaux modes de production et de consommation de gaz dépend aussi d'une complémentarité des solutions, même entre différents types d'énergie.



Les différentes chaînes de conversion énergétiques entre électricité et gaz. Sources : (Etude d'approvisionnement et de développement des énergies renouvelables sur le Grand Douaisis)

Injection du biogaz issu de la méthanisation :

En France, on compte près de 54 postes d'injection dont 9 dans les Hauts-de-France, sachant que la Région porte le développement du gaz vert dans ses engagements politiques.

Sur le territoire du département du Pas-de-Calais, on peut citer les installations suivantes :

	Production en GWh/an	Equivalent des consommations de logements
Agriopal Services –Saint-Josse	11,62	968
SyMEVAD- Hénin-Beaumont	32,18	2681

Sources : GRDF

La production de biométhane est encouragée par des tarifs d'achat qui rémunèrent le producteur pour ses investissements et ses charges d'exploitation.

La méthanisation vient essentiellement du secteur agricole qui fournit le type de gaz le plus intéressant, c'est pourquoi il est encouragé par des subventions. Pour les agriculteurs il s'agit aussi d'un moyen de diversifier ses activités, d'avoir une valorisation des digestats, d'éviter les produits phytosanitaires et de développer des opportunités économiques.

Pour encourager ce développement, il est important d'instaurer une dynamique sur le territoire de l'Agglomération et de rassembler dans un consortium tous les acteurs de l'énergie. A l'échelle de la Région, des réseaux d'acteurs sont organisés comme c'est le cas pour la méthanisation avec le groupe CORBI : Collectif Régional Biométhane, qui réunit toutes les parties prenantes.

Le gaz issu de la méthanisation a toutefois une capacité calorifique moindre par rapport au gaz naturel. L'injection a donc des conséquences d'appauvrir la capacité du réseau ce qui demande des compensations énergétiques (débit...). Pour permettre l'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel, le gaz doit répondre aux spécifications techniques des opérateurs de réseau. Il doit subir une épuration poussée et permettre d'éliminer tous les éléments indésirables susceptibles de porter atteinte à l'intégrité du réseau de gaz. Le

biogaz est ensuite odorisé et comprimé à une pression légèrement supérieure à la pression moyenne de service du réseau, pour compenser l'apport énergétique moindre. Le biométhane injecté est entièrement miscible avec le gaz naturel et ses usages en sont les mêmes : cuisson, chauffage, carburant pour véhicules, ou cogénération.

Aujourd'hui, on compte près de 0,5% de la consommation de gaz du réseau GRDF qui est produite par le biométhane. L'injection de ce biogaz est conditionnée par des contrats d'injection. GRDF a donc une capacité réservée pour ce type d'injection.

Injection hydrogène :

Parmi les solutions de complémentarité entre énergie on peut citer par exemple, le projet du démonstrateur GRYHD qui permet depuis juin 2018 de tester l'injection d'hydrogène issue d'électricité renouvelable, dans le réseau de distribution de gaz.

L'injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est encore en cours d'expérimentation pour les 10 prochaines années. Deux problématiques sont à résoudre, avec la maîtrise technique et les coûts par rapport au rendement à la fin de la transformation énergétique.

A ces solutions de production de gaz d'origine renouvelable injecté dans le réseau, peut s'ajouter le gaz de mine qui représente un intérêt pertinent pour le territoire au vu des capacités en sous-sol (le descriptif le gaz de mine est détaillé dans la partie « potentiel de production d'énergie renouvelable »). Toutefois, le gaz de mine sur le territoire est aujourd'hui surtout destiné à la production de chaleur et d'électricité par cogénération.

Les solutions citées de production de gaz renouvelables ont l'avantage de pouvoir être produites localement sur le territoire de la Communauté d'Agglomération Béthune-Bruay Artois Lys Romane et peuvent être véhiculées et stockées facilement. Cette production permet d'apporter des solutions intéressantes qui permettent de compléter les objectifs d'un territoire à énergie positive.

2.2.4 Utilisation du biogaz, la pertinence de la mobilité propre

Une des valorisations intéressantes du biogaz est le bioGNV ou biométhane carburant, pour une mobilité propre.

L'utilisation de GNV dans la mobilité permet d'améliorer la qualité de l'air car cela génère jusqu'à 4 fois moins de NOx que le diesel. Le bioGNV permet de plus une réduction de 80% des émissions de GES.

Les véhicules de transports de marchandises (camions) et de transport en commun (transports quotidiens) sont particulièrement ciblés pour l'utilisation de biocarburant par GRDF car il est proposé des prix de garanti sur 15 ans. Cela est pour le moment moins intéressant pour les véhicules particuliers. Ces derniers semblent plus adaptés pour l'utilisation de l'électromobilité.

Actuellement, pour des questions de rentabilité, le GNV se développe plus vite auprès des transporteurs qu'auprès des particuliers. De plus en plus d'agglomérations comme la Métropole Européenne de Lille ou à Cherbourg font le choix du renouvellement du parc de bus avec des véhicules utilisant du GNV. Le développement de la mobilité propre est une opportunité qui encourage l'injection de gaz dans les réseaux.

Les bennes à ordures ménagères sont aussi des véhicules potentiels pour l'utilisation de gaz vert. Beaucoup de communes ou de syndicats en France font ce choix comme à Paris où 80% des bennes à ordures circulent déjà au GNV. Les véhicules roulant au bioGNV émettent bien moins de polluants et consomment une énergie bien moins chère mais représentent également un surcoût d'environ 20% à l'achat.

Cette finalité pousse au **développement d'un réseau de stations services de GNV**, connecté au réseau existant. Sur le territoire, GRDF travaille actuellement sur une étude de potentiel sur l'installation de stations bioGNV pour les entreprises ayant une flotte de véhicules lourds importante.

Sur le territoire de l'Agglomération, le développement de la mobilité propre dépend de la quantité de la flotte captive et pose la question de la définition d'un modèle de stations publiques ou du développement de stations privées. La Communauté d'Agglomération Béthune-Bruay Artois Lys Romane peut apporter une aide dans la recherche du foncier pour l'installation de stations GNV. Un investissement peut être intéressant à partir d'une flotte d'une trentaine de camions. Le recensement doit être réalisé auprès des entreprises et des zones au

plus grand trafic, pour définir un diagnostic de pertinence de maillage. Le potentiel doit être suffisamment important pour permettre la mise en place d'une station à charge rapide, la charge lente étant trop contraignante pour des entreprises.

Dans le cadre du plan d'investissements, car le gouvernement soutient le développement de carburants alternatifs (électricité, gaz naturel/biogaz, hydrogène), un fonds pour la mobilité durable est créé pour soutenir le développement des infrastructures de recharges et les initiatives innovantes. L'acquisition de poids lourds roulant au gaz sera favorisée fiscalement. Pour encourager l'utilisation de gaz vert, GRDF propose des Certificats d'Economie d'Énergie de garanti d'origine.

L'approvisionnement en gaz dans l'industrie est également très intéressant car le gaz constitue une source énergétique fortement utilisée dans les procédés de fabrication. Les industries sont vues comme des gages de maîtrise de l'énergie et en réponse, la fourniture par les réseaux peut être confortable et rentable.

2.2.5 Stockage du gaz

Avec les objectifs ambitieux de l'État, des solutions sont mises en place par les opérateurs de réseaux de distributions et de transport, pour augmenter et optimiser les volumes injectés dans les réseaux de gaz en France. Les réseaux permettront ainsi de recevoir une plus grande quantité de gaz produit de manière renouvelable. En 2017, les stockeurs français ont permis une libre circulation du biométhane sur l'ensemble du réseau gazier. Storengy et Teréga ont décidé de permettre l'injection du biométhane produit par méthanisation dans leurs stockages souterrains, suite à la réalisation conjointe d'études techniques³. Cette décision augmente de manière significative le potentiel d'injection de biométhane dans les réseaux. Elle va notamment favoriser la mise en place d'installations dites de « rebours » qui permettent de remonter le gaz produit localement vers des niveaux de pression supérieurs dans le réseau, levant ainsi une partie de la contrainte de consommation estivale sur les zones d'injection. Le réseau de gaz dispose de capacité de stockage du gaz pour satisfaire les besoins notamment en chauffage, surtout lors des périodes hivernales. Le gaz étant facile à stocker dans les infrastructures du réseau,

³ Panorama du gaz renouvelable en 2017 ; GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Syndicat des énergies renouvelables, Teréga ; 36 p

cela permet de contribuer à la gestion des pics de production et de consommation et de la variation de la production d'électricité renouvelable, notamment grâce au Power-to-gas qui permet la conversion entre l'électricité et le gaz.

2.2.6 Aspect économique

Le biométhane injecté bénéficie de tarifs d'achat garantis sur 15 ans¹. Comme pour l'électricité issue de cogénération de biogaz, ce tarif est constitué d'une base de référence additionnée d'une prime comprise entre 5 et 30 euros/MWh selon le type d'intrants (ISDND, déchets urbains, déchets agricoles et agroalimentaires, boues d'épuration). Le producteur peut bénéficier d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139 €/MWh. Le tarif de base dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en Nm³ /h) et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Un mécanisme de compensation associé aux tarifs d'achat a été mis en place auprès des fournisseurs pour compenser le surcoût d'achat du biométhane par rapport au gaz naturel et les coûts annexes. Ce mécanisme est géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Au niveau national, la rentabilité moyenne est de 54 €/MWh dans les unités de méthanisation. La production de biométhane a donc une conséquence sur le prix de l'énergie.

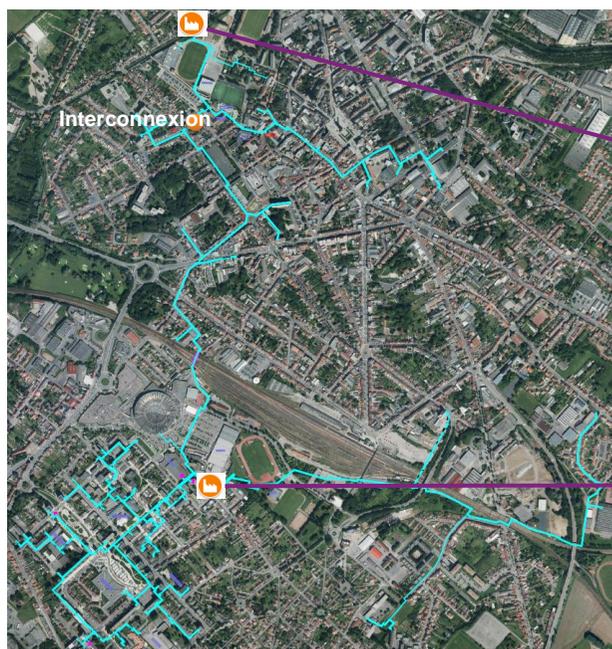
Concernant la mobilité propre, des aides financières peuvent être mobilisables à l'achat de véhicule ou à la création de stations par des appels à projet comme ceux de l'ADEME. Certaines régions proposent également des aides mais pas dans les Hauts-de-France.

3 Les réseaux de chaleur

3.1 Rappel de l'état actuel du réseau de chaleur de Béthune

Actuellement le réseau se compose de deux parties, l'une alimentée par la chaufferie du Centre-ville (au nord de la carte ci-dessous) et l'autre dans le quartier du Mont-Liébaud (au sud de la carte) qui sont interconnectées depuis 2003. Le réseau représente près de 7 km linéaire de canalisation.

Réseau de chaleur de Béthune ; source PPT vulgarisation, commune de Béthune :



Moyens de production :

- Gaz : 6,1MW
- Cogénération (3,3 MWe – fin OA 10/27)

Consommation de référence : 7 202 MWh

Moyens de production :

- Gaz : 11MW
- Cogénération (1 MWe – fin OA 10/19)

Consommation de référence : 22 108 MWh

Le réseau alimente essentiellement des bâtiments publics (collèges, lycées, bâtiments communaux...), quelques résidences collectives de bailleurs sociaux et quelques résidences privées.

Le réseau a une capacité aujourd'hui d'environ 25 MWh.

Les chaufferies du réseau :

Actuellement la chaufferie de Béthune Energie Service (BES) du Centre-ville produit de la chaleur et de l'électricité par cogénération avec un système qui a 2 ans récent installé en 2016, pour une période à venir de 12 ans. La chaufferie consomme actuellement du gaz naturel et a une capacité d'alimentation en fioul lourd encore effective mais qui n'est pas utilisée. Il s'agit de deux chaudières de 6,1 MWh.

La chaufferie du Mont Liébaut produit de la chaleur et de l'électricité grâce à une petite cogénération en fin de contrat. Il s'agit de trois chaudières (7000, 5000 et 6000 kWh) fonctionnant au gaz et au fioul (ponctuellement). La puissance totale est de 1,5 MW.

La production actuelle doit assurer de la chaleur 365 jours par an car elle permet la production de chauffage mais aussi celle d'Eau Chaude Sanitaire, pour des bâtiments tels que le centre aquatique qui ont des besoins au quotidien.

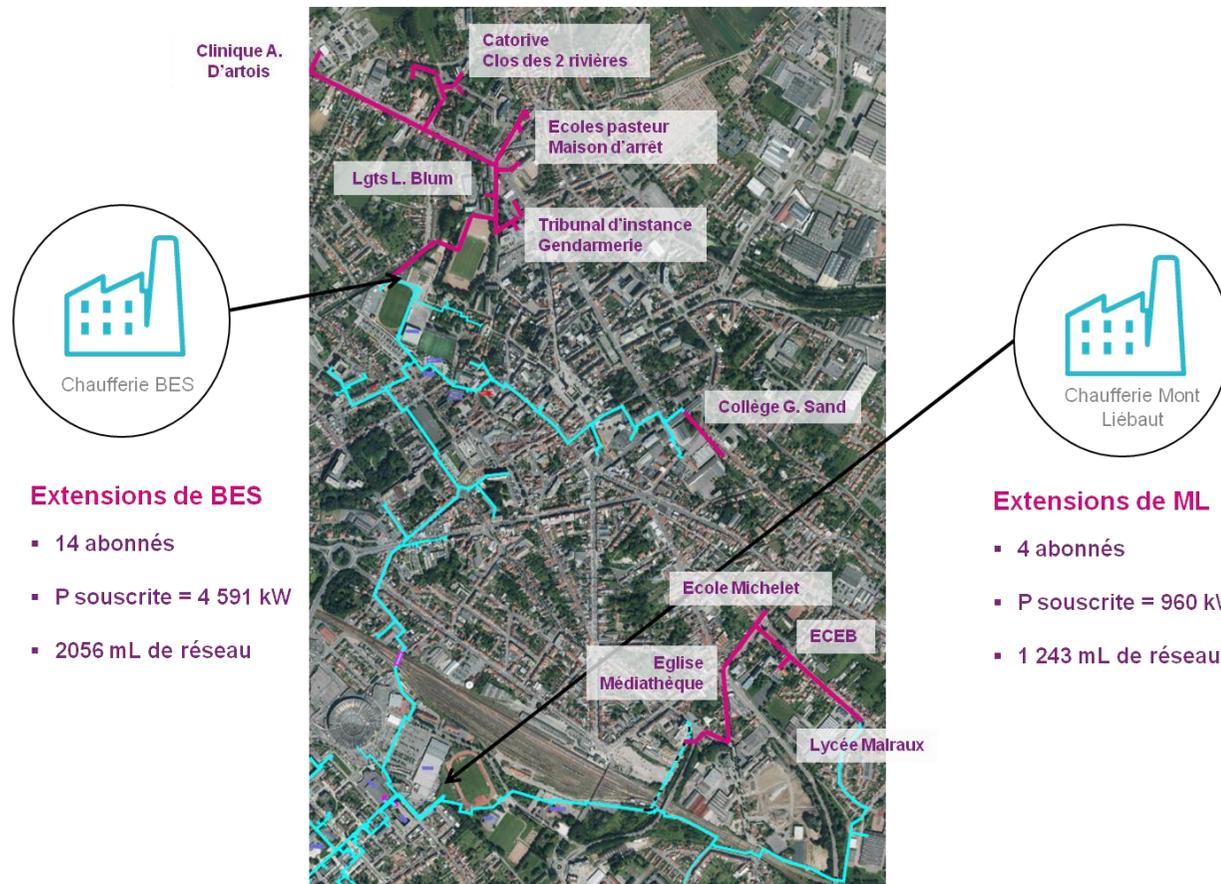
3.2 Les projets en cours

3.2.1 Le développement du réseau existant

A l'horizon 2021, plusieurs évolutions sont prévues autour du réseau de chaleur de Béthune.

Dans la globalité, la capacité du réseau doit passer en 2021 à 75 MWh (aujourd'hui à 25 MWh environ), ce qui doit être voté à l'avenant de la Délégation du Service Public, pour une durée de 20 ans.

Le projet pour 2021 a pour objectif d'agrandir le réseau actuel en raccordant les deux réseaux et en alimentant les bâtiments publics (lycée, collèges, futurs cliniques...) notamment pour relier le Centre Hospitalier de Béthune qui a des installations vieillissantes. Le Centre serait raccordé mais garderait un système d'appoint au gaz en cas de nécessité.



Projet d'extension du réseau (en bleu le réseau existant, en rose les projets d'extension) ; Sources : Commune de Béthune

3.2.2 Les projets d'alimentation

a. Nouvelle chaufferie

Il est prévu de mettre en place une nouvelle chaufferie sur le quartier du Mont Liébaud, en rasant l'ancienne pour en reconstruire une nouvelle à côté.



Projet de la nouvelle chaufferie du Mont Liébaud ; Source : Commune de Béthune.

La nouvelle chaufferie serait alimentée au gaz naturel et au gaz de mine.

b. Production alimentée au gaz de mine

A l'horizon 2021, il est également prévu d'intégrer au réseau de chaleur de Béthune, une production issue du gaz de mine. Le site de la concession est situé à Divion, qui est acheminé à un point de collecte à Béthune. A un point de collecte à Vaudricourt, à proximité de Béthune.

En effet, le gisement à Divion semble très important : (près de 9 milliards de m³ disponible)⁴ et permettrait une production locale à long terme, conséquence des activités minières passées. Il n'est pas économiquement intéressant aujourd'hui d'injecter directement ce gaz dans le réseau de gaz naturel (du fait de ses caractéristiques énergétiques un peu plus pauvre) mais le système produirait de l'électricité et de la chaleur grâce à 2 systèmes de cogénération (de 2 fois 1,5 MW) ainsi que la production de chaleur par trois chaudières, pour alimenter le réseau de chaleur.



Schéma de captage du gaz de Mine (Coal Mine Methane) ou grisou

Il est envisagé que l'exploitation du gaz de mine alimente une chaudière gaz à hauteur de 3MWth (couplé à une alimentation au gaz naturel d'appoint) et une centrale de cogénération à hauteur de 2 MWth, alimentant toutes les deux le réseau de chaleur depuis la chaufferie du Mont Liébaut. Le gaz de mine est acheminé entre son point de collecte jusqu'à la chaufferie du Mont Liébaut sur un réseau de 4 km.

⁴ Rapport de Commission d'enquête ; Prefecture du Nord et du Pas-de-Calais ; 2013



Réseau du gaz de mine de Béthune ; Sources : Commune de Béthune.

Sachant qu'actuellement le réseau est alimenté au gaz naturel, le changement d'alimentation pour une solution locale permettrait d'avoir une très grande indépendance face aux fluctuations du marché du gaz naturel. En effet aujourd'hui la situation ne permet pas de se prémunir face à ces fluctuations. Les prix du gaz varient en fonction du contexte des sources, du contexte géopolitique et des variations du marché du gaz naturel, qui dépend aussi grandement de ceux du marché des produits pétroliers. Le prix du gaz suit des variations mais la tendance générale est à l'augmentation.

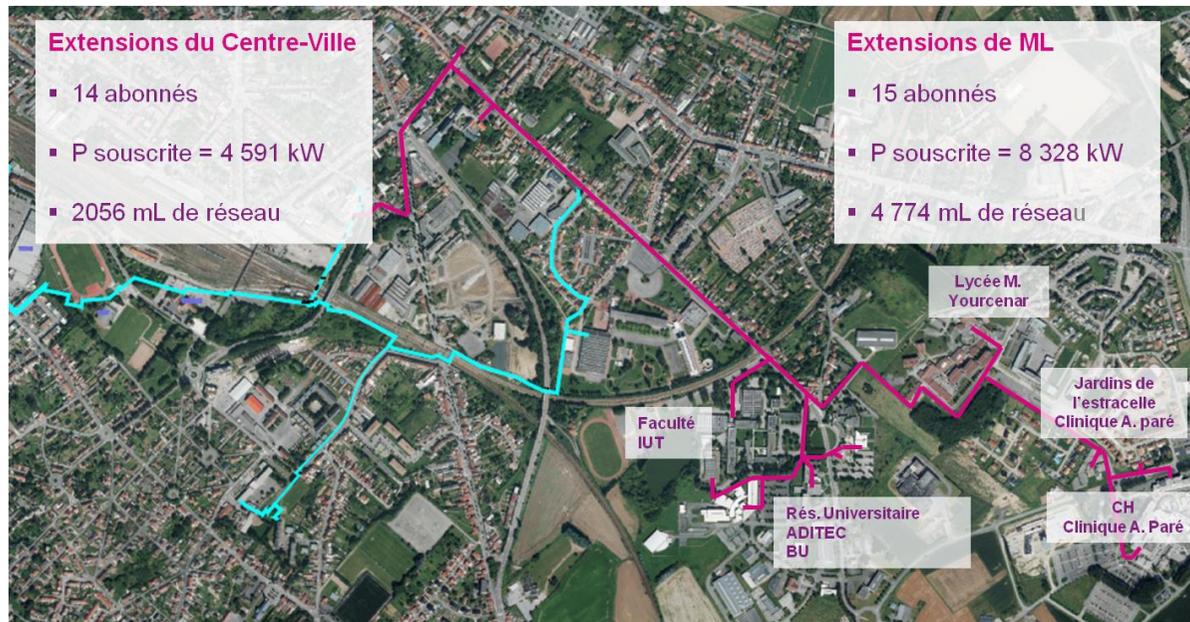
Le réseau serait alimenté à 99% par des énergies renouvelables ou de récupération, en production locale. L'exploitation de cette énergie permet également de proposer des prix auprès des consommateurs relativement bas. Le coût du projet est d'environ 11,8 millions d'euros (hors subventions) mais permettrait de proposer un coût de l'énergie de 62,25 €TTC/MWh auprès du consommateur (cf partie économie).

c. Raccordement potentiel du site du CVE

Le projet envisage également de connecter le Centre de Valorisation Energétique (CVE) des ordures ménagères au réseau du Mont Liébaut, pour un réseau supplémentaire de 14 km. Toutefois il est attendu une délibération d'ici fin 2019 sur l'avenir du CVE, avec un projet de recréer un site de CVE, car celui-ci a certaines installations en fin de vie. Actuellement le CVE produit de l'énergie électrique et de la vapeur grâce à un système de cogénération. La vapeur est revendue de manière ponctuelle à l'entreprise CRODA dans les environs à proximité immédiate. La production du CVE est estimée à 5,5MWth. Le CVE produit une grande part d'énergie électrique mais il est nécessaire d'avoir un exutoire thermique, qui est de plus en plus mis en priorité. En effet, dans la production d'énergie par cogénération, il est obligatoire de réaliser le dimensionnement des unités toujours sous la condition de l'existence d'un « exutoire thermique ».

Si la décision est de ne pas maintenir le CVE sur le site, la problématique de la valorisation des déchets obligerait à se faire sur un autre site (Saint Omer entre autres) ce qui est une solution relativement coûteuse.

En cas de raccordement au CVE, le réseau de chaleur serait encore agrandi pour alimenter plus de consommateurs :



Projet d'extension du réseau, si le CVE est raccordé (différent de la première proposition sans le CVE); Sources : Commune de Béthune

Si le projet de CVE n'aboutit pas à son raccordement au réseau de chaleur, il est également possible de créer deux autres puits d'exploitation du gaz de mine, à condition d'un financement important (près de 2 millions d'euros par puits) mais la production hypothétique du CVE pourrait être entièrement assurée. Un second raccordement serait envisageable en 2027 et un autre en 2032.

La Commune de Béthune est en cours de décision pour son propre réseau de chaleur mais son étendue spatiale potentielle pose la question de la compétence. La compétence pourrait rester aux mains de la commune jusqu'en 2021 et pourrait devenir intercommunale par la suite, pour permettre une valorisation à l'échelle du territoire.

D'autres solutions sont envisageables pour la production du réseau de chaleur comme la récupération de la chaleur fatale par pompe à chaleur sur le réseau d'assainissement mais les dernières informations techniques et économiques (postes de traitement des eaux usées assez éloignés du réseau de chaleur) ne permettent pas aujourd'hui d'envisager cette solution. Toutefois le projet actuel anticipe sur les besoins à venir par le choix de la taille des réseaux permettant des productions et consommations plus importantes.

Réglementation thermique

Dans les décennies à venir, le réseau peut toujours s'agrandir et intégrer d'autres systèmes de production d'énergie mais ce développement a toujours des répercussions sur le prix de rachat de l'énergie auprès des bâtiments alimentés. L'utilisation du réseau de chaleur (de production renouvelable ou de récupération) permet également une réduction des exigences des Réglementations Thermiques des bâtiments connectés. En effet, la RT2012 introduit une obligation de recours aux énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) pour les maisons individuelles. Cette exigence peut être atteinte par au moins l'une de ces 3 solutions dont être raccordé à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50% par des EnR&R.

L'exploitation du gaz de mine permet également une réduction de la TVA selon l'instruction fiscale 3 C 1 07 du 08 mars 2007.

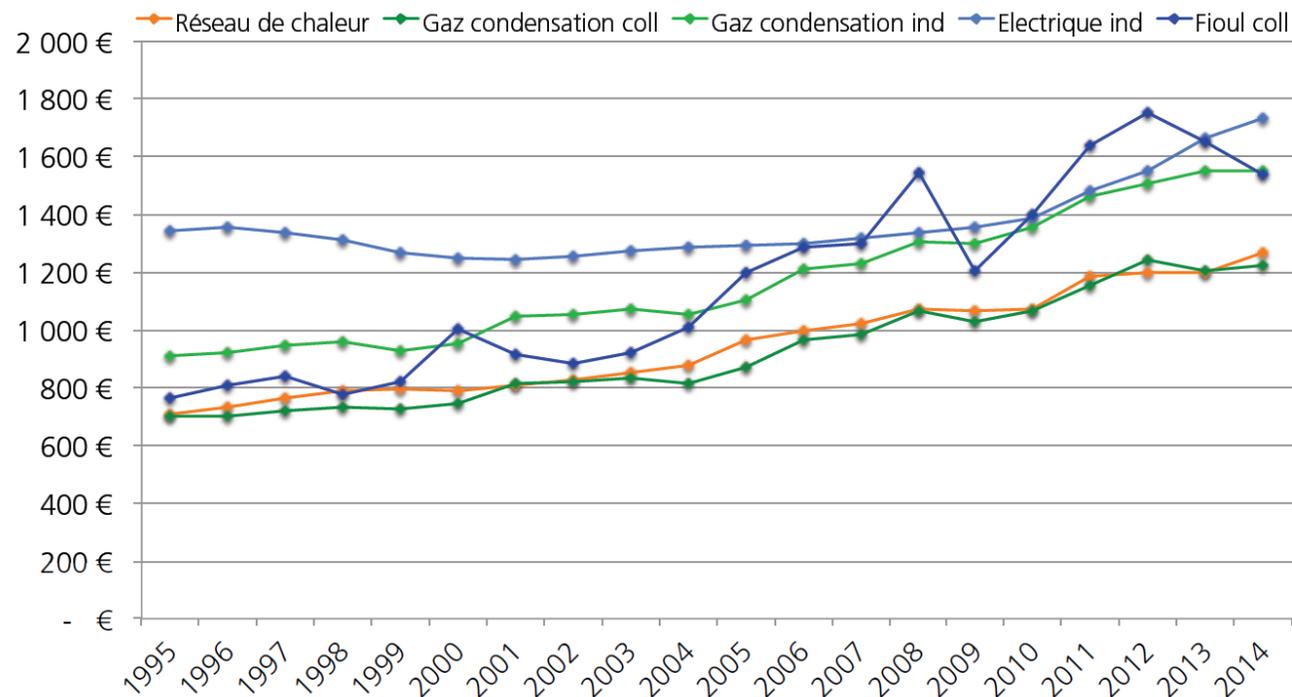
Aspect économique

Actuellement le prix d'achat de l'énergie issu du réseau de chaleur du Centre-Ville est de 104 €TTC/MWh et celui du réseau du Mont Liébaut est de 102 € TTC/MWh. Avec la solution d'utilisation du gaz de mine, le prix sur l'ensemble du réseau (fusionné) serait grandement diminué : 62,25 €TTC/MWh, soit 10 à 30% inférieur au prix moyen sur les réseaux de chaleur en France. Avec l'intégration du CVE, le prix remonterait à 64,61 € TTC/MWh.

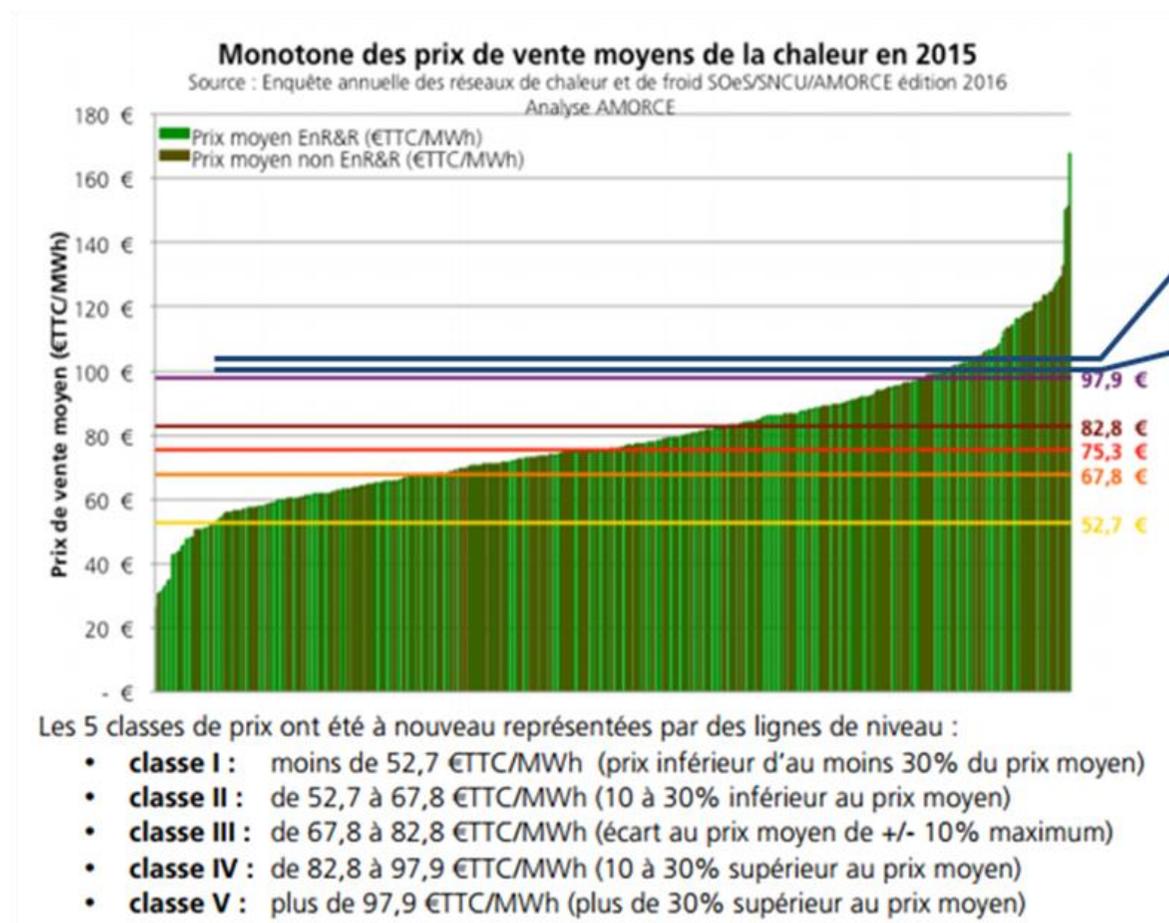
Pour comparer avec les différentes sources d'énergie du gaz, de l'électricité et du fioul, l'association AMORCE a réalisée une étude avec l'ADEME de comparaison des énergies de chauffage. Le graphique suivant indique l'évolution des prix des types d'énergie par logements entre 1995 et 2014 :

Evolution du coût global chauffage & ECS de 1995 à 2014 (€TTC/logement)

Sources : Base de données PEGASE et Enquêtes Prix de vente AMORCE - Analyse AMORCE



Sur ce graphique, les coûts par logements des réseaux de chaleur sont donc parmi les moins chers avec le gaz condensation en collectif quelques soit l'année. Les prix moyens du réseau de chaleur varient entre 700 € et 1300 € par logement.



Prix actuel CV :
 104 € TTC/MWh
 Prix actuel ML :
 102 € TTC/MWh

Prix d'achat de l'énergie des réseaux de chaleur en France (en abscisse : chaque réseau de chaleur en France) ; sources : Enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid SOeS/SNCU/AMORCE édition 2016.

Aujourd'hui les projets de déploiement du réseau de chaleur sont

entièrement financés sur des fonds privés (Dalkia) et ne coûtent donc rien à la commune, l'investissement repose sur le rachat de l'énergie par les consommateurs pour les 20 ans à venir et reste attractif.

En conclusion des projets en cours :

En 2021	Puissance thermique totale du réseau (MWth)	Chaleur du réseau (MWh)	Investissements bruts (k€)	Subvention (k€)	Investissements nets (k€)
Réseau avec la production de gaz de mine	7,1	38 398	11 835	1 080	10 755
Extension avec le CVE	12,6	53 912	18 040	5 603	12 436
Extension sans le CVE	12,6	53 912	14 664	2 528	12 136

D'un point de vue énergétique, les deux solutions avec ou sans le CVE sont comparables puisque la fourniture doit être équivalente. Les investissements bruts sont bien plus importants avec l'extension vers le CVE mais les subventions possibles permettent de réduire très fortement cet écart. L'argument en faveur de l'extension avec le CVE dépend donc de d'autres argument comme la possibilité de valoriser une énergie issue des déchets, si le CVE est maintenu sur le territoire.

Le réseau permet également d'apporter des arguments économiques grâce à une tarification volontairement basse et attractive, des arguments environnementaux, avec une production quasiment totalement issue du territoire, à 99% de source renouvelable.

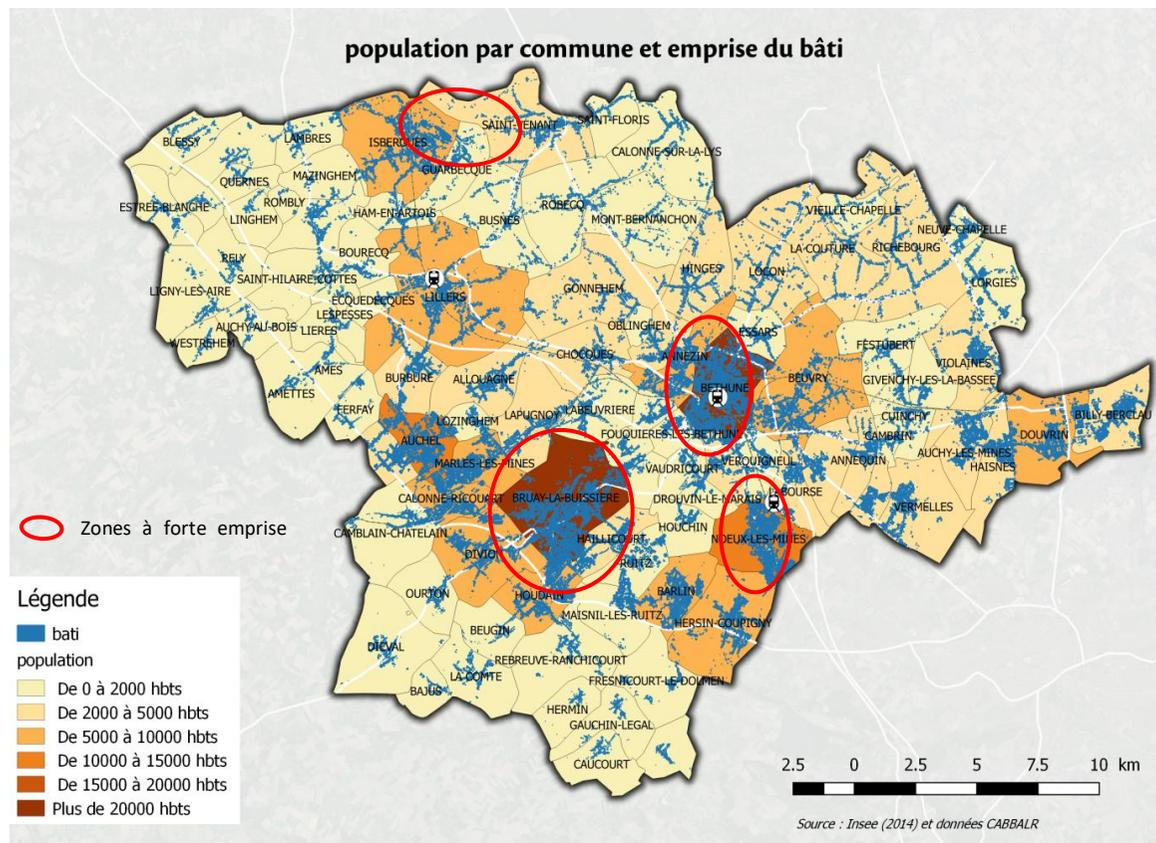
3.2.3 De nouveaux réseaux de chaleur

3.2.3.1 Implanter de nouveaux réseaux sur le territoire

L'implantation de nouveaux réseaux de chaleur dépend de plusieurs conditions mais celle principale est la densité de population.

La densité de population est en grande partie facteur du nombre d'habitants des communes. L'implantation de réseau de chaleur est économiquement pertinente

- Dans les communes de plus de 20 000 habitants. **Sur le territoire, cela concerne seulement Béthune (25 413 habitants d'après les chiffres de 2014 de l'INSEE) qui possède déjà un réseau de chaleur et Bruay-la-Buissière (22 579 habitants).**
- **Dans les zones à forte densité de population.** Il est considéré que pour qu'un nouveau réseau de chaleur se développe ou une nouvelle connexion puisse se faire, il faut assurer 3 kWh de densité thermique, ce qui est difficile à assurer sur des réseaux étendus et ce qui justifie de privilégier des installations dans des tissus urbains denses.



Celle-ci est illustrée par la **carte ci-contre qui met en valeur les zones où l’emprise du bâti est plus concentrée**. On remarque que la commune de Béthune a une emprise de bâti relativement concentrée (sauf proche de ses limites Nord et Ouest) ; ce qui indique que la densité de population justifie tout à fait l’installation du réseau de chaleur actuel.

A Bruay-la-Buissière, l’emprise du bâti est très faible sur la moitié Nord du territoire de la commune (présence de terres agricoles) mais l’emprise au cœur de la commune et **au Sud pourrait indiquer une densité de consommateur intéressante pour l’implantation d’un nouveau réseau de chaleur**.

L’emprise bâtie est également importante dans la continuité sud de la commune, vers Houdain et dans une moindre mesure sur Haillicourt, qui même si ces communes ont un nombre d’habitant peu élevé, pourrait recevoir une continuité de réseau, le long de l’emprise bâti.

A Nœux-les-Mines, la population est de 12 570 habitants (chiffres de 2014 d’après l’INSEE), ce qui n’est pas très élevé pour justifier d’emblée l’installation d’un réseau de chaleur mais l’emprise du bâti est particulièrement centrale selon un axe nord-sud sur la commune, qui pourrait être propice à l’implantation d’un réseau de chaleur sur cette trajectoire.

Sur les communes de Lillers (10 192 habitants) et d'Auchel (10 173 habitants), l'installation de réseau de chaleur est moins pertinente au regard du nombre d'habitant mais cela peut être envisageable au cœur des centres-villes.

Sur les communes d'Isbergues, de Guarbecque et de Saint Venant, l'implantation d'un réseau de chaleur est à l'étude, via la plateforme industrielle d'Isbergues, qui génèrent une production de chaleur fatale intéressante. La récupération d'énergie fatale issue du secteur industriel est un potentiel tout à fait pertinent pour la fourniture de chaleur pour un réseau de chaleur.

Raccorder les consommateurs

Les zones plus urbaines sont donc privilégiées dans l'installation de réseau de chaleur, à moins que des communes se situent sur le trajet d'un raccordement, comme cela peut être le cas à Fouquereuil et Labeuvrière si le CVE est raccordé. Des grands sites de production d'énergie peuvent justifier le raccordement de communes à caractère plus rural.

Le développement des réseaux de chaleur peut se faire lorsque les systèmes de chauffage des bâtiments peuvent se reconverter ; cela concerne les chauffages au gaz, au fioul ou au charbon mais les systèmes de chauffage électriques sont des freins au développement. La densité de chauffage électrique sur le territoire (notamment dans les zones plus denses et dans le résidentiel) est tout de même importante. L'existence d'un réseau de gaz constitue cependant une concurrence importante au déploiement d'un réseau de chaleur.

L'offre de raccordement au chauffage urbain ne concerne aujourd'hui que les bâtiments collectifs et non les habitations individuelles. Des systèmes de boucles ou de raccordement par quartiers peuvent apporter une solution à ce frein au développement.

Sur la commune de Béthune, le potentiel de développement du réseau est proche de son maximum, selon les indicateurs de densité de population. Le développement peut tout à fait continuer et s'étendre mais la plus grande partie du potentiel est déjà réalisée. Le développement maximal pourrait être atteint d'ici 2040.

Le développement n'est pas uniquement possible dans le développement des capacités de production d'énergie mais également grâce aux économies d'énergie réalisées dans les bâtiments raccordés ou dans le redimensionnement des installations existantes. En effet, moins les bâtiments sont énergivores, plus le réseau peut encore s'étendre car la consommation doit être proportionnelle à la production, en comptant les pertes dans le réseau. Le nouveau modèle des réseaux de chaleur tend donc vers le maillage et la densification des réseaux existants.

3.2.3.2 Intégrer de nouveaux sites de production d'énergie renouvelables et de récupération dans l'approvisionnement des réseaux de chaleur

Techniquement, aucun système de production d'énergie thermique n'est impossible à raccorder au réseau de chaleur mais les contraintes sont surtout d'ordres économiques, de suffisance et de continuité de production. A savoir aussi que chaque nouveau raccordement a un impact sur le prix de revente de la chaleur auprès des consommateurs, en fonction des types d'énergie primaires. Les systèmes innovants et parfois plus chers des énergies renouvelables font augmenter le prix auprès du consommateur final. Les gisements d'énergie sont détaillés dans les gisements de production d'énergie renouvelable et de récupération.

Les systèmes de production compatibles avec les réseaux de chaleur sont :

- Les chaufferies-bois :

L'alimentation du réseau de chaleur par la production de bois est possible mais nécessite une analyse économique et environnementale poussée. En effet, le prix d'une chaudière bois est près de six fois plus élevé que celui d'une chaudière gaz. De plus, la ressource bois est rare sur le territoire. L'approvisionnement est donc une problématique économique et environnementale, car cela nécessiterait des arrivages plus ou moins éloignés des sites de consommation. Les arrivages les plus proches peuvent venir des forêts de l'Oise et des Ardennes. Cela est effectif sur une commune proche du territoire de la Communauté d'Agglomération, à Hesdin, où la ressource bois est locale, à la Maison de la forêt. Toutefois, l'alimentation de micro-réseau de chaleur au bois peut être une solution pour des communes rurales où la production de chaleur plus modeste peut permettre d'alimenter un regroupement de quelques bâtiments. La commune de Busnes a ainsi développé en 2018 un micro-réseau de chaleur alimenté par une chaufferie bois et qui permet de fournir de la chaleur pour sept bâtiments communaux et une école privée.

- La chaleur issue de la méthanisation :

Plusieurs systèmes de méthanisation sont mis en place sur le territoire et le potentiel de développement est possible. Lorsque la production de méthane est valorisée en chaleur et électricité par des systèmes de cogénération, il est techniquement possible de raccorder le système au réseau de chaleur mais cette production est parfois fluctuante et ne peut être garanti d'approvisionnement par les exploitants du réseau de chaleur.

- La récupération de chaleur sur le réseau d'assainissement :

La récupération de chaleur sur les réseaux d'assainissement **s'apparente plus à du réchauffement car la chaleur est de basse température**. Cela peut s'appliquer pour limiter les pertes énergétiques d'un réseau mais la production de chaleur reste limitée. Si les systèmes sont suffisamment proches du réseau, la canalisation peut être raccordée mais cela est difficilement envisageable si le système est éloigné. Sur un point local cela peut être envisageable, si le système de récupération de chaleur est proche d'un lieu de consommation équivalent, notamment pour les micro-réseaux de chaleur ou sur une portion d'un plus grand réseau.

- La chaleur issue de la géothermie :

L'une des meilleures solutions techniques de valorisation de l'énergie de la géothermie (autre que celle verticale) est la réinjection dans le réseau de chaleur. Mais une telle installation sur le territoire a un coût relativement important, surtout par rapport au potentiel, qui se répercuterait sur le prix des consommateurs. La géothermie est une solution intéressante pour les installations individuelles ou collectives et peut se mettre en place pour des micro-réseaux de chaleur.

- L'intégration de la production de chaleur industrielle :

Il a été vu que les entreprises du secteur industriel peuvent produire de la chaleur excédentaire dans leur processus de fabrication mais cette chaleur n'est pas toujours évidente à réinjecter dans le réseau de chaleur.

Le raccordement est intéressant selon plusieurs conditions :

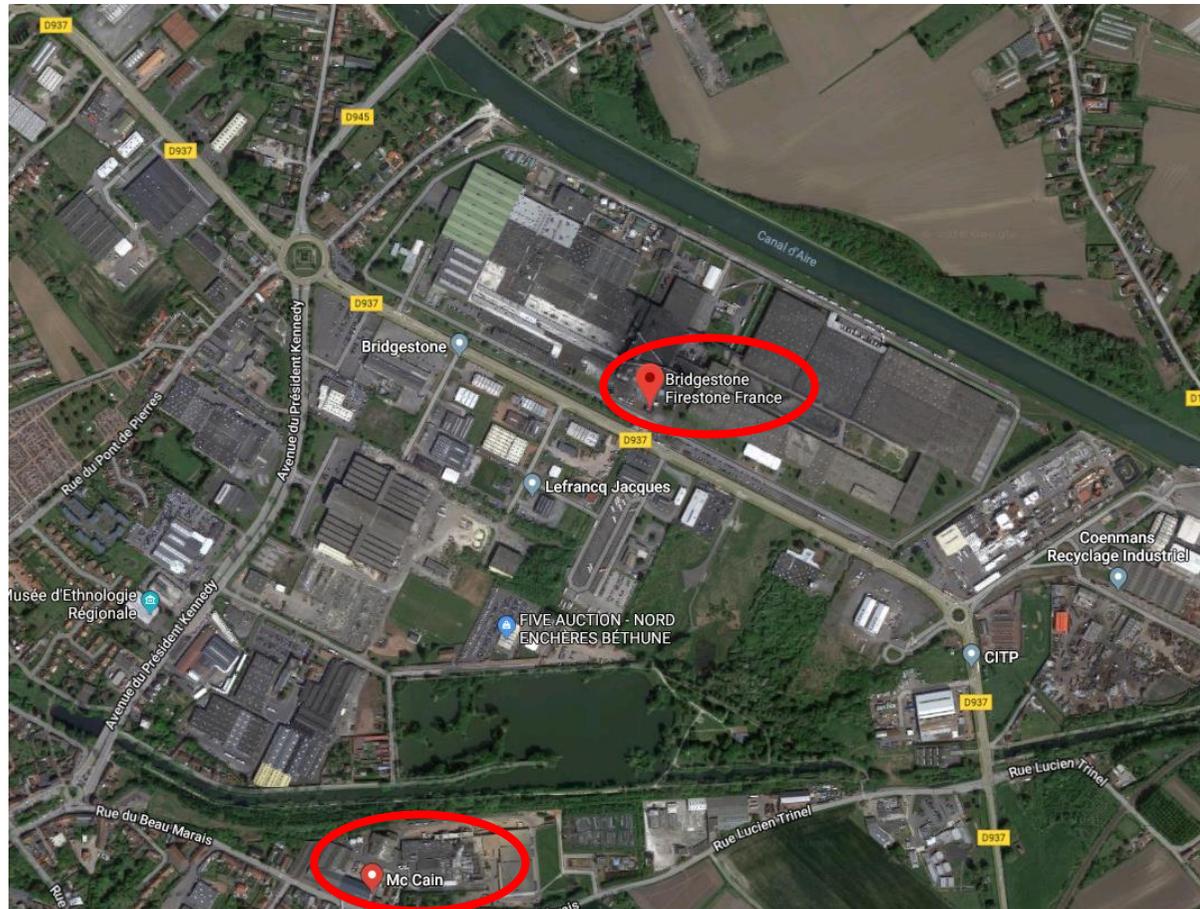
- Une certaine proximité avec le réseau existant pour éviter une perte trop importante
- La production d'énergie doit être continue et sur du long terme, ce qui est le plus difficile à garantir auprès des industries car le fonctionnement est souvent à court terme et la production peut être très fluctuante.

Sur le territoire, on peut par exemple citer le projet de la plateforme industrielle d'Isbergues. En effet, les activités industrielles du site rejettent chaque année près de 90MW de chaleur brute dans l'atmosphère (car non valorisé). Une première étude réalisée en 2017 par les entreprises du site a permis de mettre en avant l'intérêt environnemental de créer une installation de captage de cette chaleur afin de la distribuer dans un réseau de chaleur. Le réseau pourrait permettre d'alimenter en énergie les entreprises de la plateforme industrielle ainsi que les bâtiments situés à proximité sur les communes d'Isbergues et de Saint-Venant. Néanmoins, au regard de l'impact et du coût de ce type d'équipement, des expertises supplémentaires sont actuellement en cours afin de définir l'intérêt économique du projet. En effet la densité thermique est un facteur essentiel pour ce type de projet.

a. Micro-réseau en zones d'activités

Les regroupements de sites industriels constituent un potentiel de mutualisation énergétique intéressant grâce à la mise en place de micro-réseaux. Le territoire dispose de quelques zones d'activités avec certaines unités et densité de consommation et de production, qui pourrait justifier la mise en place de micro-réseaux énergétiques.

Par exemple, les entreprises de Bridgestone, de McCain et celles alentours dans la zone d'activités du Parc Washington, ont des consommations et des productions d'énergie importantes et peuvent se raccorder par un micro-réseau de chaleur :



Sites industriels à Béthune

On peut citer d'autres systèmes comme les micro-réseaux de chaleur mais si ceux-ci ne sont effectifs qu'entre une même unité, il ne s'agit pas de réseaux de chaleur au sens commun du terme. Par exemple, la chaufferie-bois à Norrent-Fontes et celle à Busnes, permettent de chauffer les bâtiments communaux proches de la chaufferie.

Au-delà du territoire il pourrait être envisageable de pouvoir connecter le réseau du territoire de la Communauté d'Agglomération avec ceux des territoires voisins. Les villes d'Arras et de Lens-Liévin possèdent également des réseaux de chaleur mais la réflexion de la connexion est contrainte par la question de la densité urbaine. En effet, entre les trois réseaux la densité est très faible, ce qui a pour conséquence de générer beaucoup de pertes thermiques sur les canalisations. Aujourd'hui cette solution est difficilement envisageable. Si la densité augmente dans les villes sur la trajectoire possible, la question peut être reposée à ce moment-là.

Les étapes du développement des réseaux de chaleur sur le territoire de la Communauté d'Agglomération de Béthune Bruay Artois Lys Romane :

2019	2021	2030	2040	2050
Prise de décision et travaux sur le développement du réseau de chaleur de Béthune : extension et raccordement (ou non) du CVE et mise en place de l'exploitation du gaz de mine	Fin des travaux du réseau de chaleur de Béthune, exploitation par l'alimentation du gaz de mine et/ou du CVE. Réalisation d'un schéma directeur des réseaux de chaleur (2020-2021)	Etudes de faisabilité pour le développement du réseau existant : îlot de maison individuelle sur boucle de réseau ; nouvelles sources de production d'énergie renouvelables locales	Déploiement de micro-réseaux connectés entre eux par un maillage avec des micro-productions renouvelables et des groupements des postes de consommations	Cohésion du réseau de chaleur sur tout le territoire, contrôle et maintenance du réseau par smart-grid
Compétence de la Commune de Béthune	Entre 2020 et 2030 : passation de la compétence réseau à l'échelle du territoire de la Communauté d'Agglomération	Déploiement et réflexion à l'échelle du territoire	Raccordement avec les intercommunalités voisines de Lens-Liévin, Hénin-Carvin, Arras	

4 Réseau hydrogène

Le réseau de pipelines hydrogène d'Air Liquide du Nord de l'Europe passe juste au nord du territoire et connecte la commune d'Isbergues.

L'hydrogène est un bon vecteur énergétique : il peut être transporté relativement facilement, il peut être stocké, il est peu émetteur de gaz à effet de serre et il peut facilement être converti en électricité.

Le stockage est favorisé par le concept de « Power-To-Gas ». Ce procédé consiste à transformer l'électricité (d'origine solaire, éolienne...) en hydrogène ou en méthane de synthèse dans le cas de surplus de production. L'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau. Le procédé inverse permet de récupérer l'électricité et l'eau.

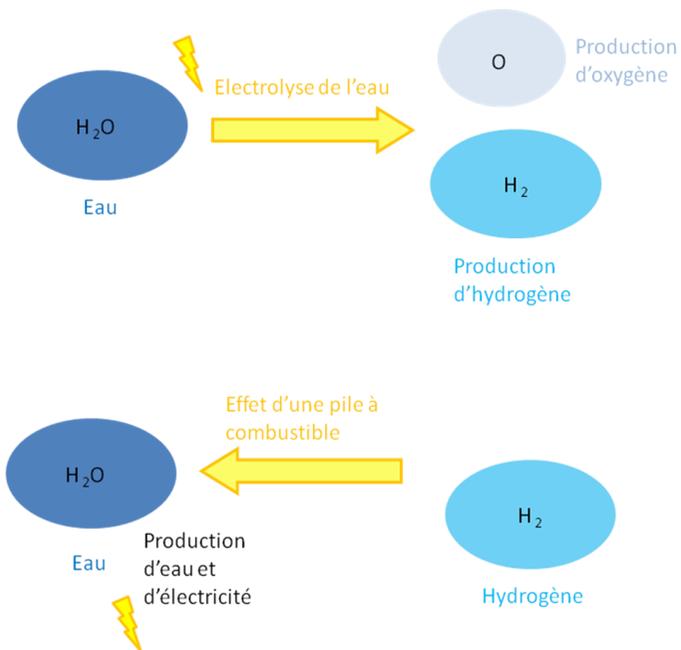


Schéma de principe de l'électrolyse de l'eau et du procédé inverse ; source : Verdi

Si l'on rajoute du dioxyde de carbone après l'électrolyse, on génère du méthane et de l'eau.

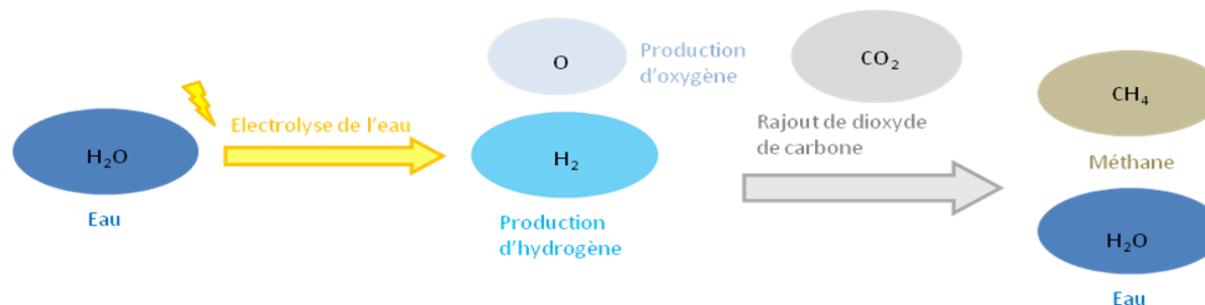


Schéma de principe de la production de méthane ; source : Verdi

L'hydrogène peut quant à lui être stocké sous forme liquide, gazeuse ou solide. Ces différentes chaînes de transformation permettent des conversions entre production, consommation et transport de l'énergie.

L'hydrogène peut être utilisé à des fins industrielles ou dans la mobilité (avec un faible taux de pollution). Pour ce dernier, il peut alimenter des véhicules équipés de moteur à combustion gaz ou de véhicule à pile à combustible. Il peut également être réinjecté dans le réseau de gaz naturel. Cette solution est déjà déployée pour alimenter des bus roulant normalement au GNV (Gaz Naturel pour Véhicules).

A condition que son utilisation soit déployée sur le territoire, le réseau hydrogène peut également être développé. En effet, l'utilisation accrue peut économiquement justifier l'installation d'un tel réseau. A l'horizon 2050, si l'hydrogène est considéré comme une priorité, un maillage peut raccorder des centrales de conversion électrique, des entreprises et des stations services pour les véhicules. Dans le cas de l'atteinte de l'objectif du Territoire à Energie POSitif (TEPOS), l'hydrogène peut servir de solution de stockage pour la production excédentaire d'électricité. Mais le transport d'hydrogène justifie l'installation d'un réseau uniquement en cas de production économiquement importante. D'autres solutions plus modestes permettent d'exploiter l'hydrogène en utilisant le réseau de gaz naturel.

Aujourd'hui, le marché mondial de l'hydrogène est surtout un marché industriel, où l'hydrogène est utilisé dans les procédés dans l'industrie pétrolière et l'industrie chimique. Le marché mondial de l'hydrogène industriel est aujourd'hui estimé à 60 Mt (mégatonnes) et le marché français est lui estimé à près de 1 Mt.⁵

Economiquement l'hydrogène produit par électrolyse revient aujourd'hui aux environs de 4 €/kg à 6 €/kg en fonction de la technologie d'électrolyse et pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 h par an et un coût de l'électricité autour de 50€/MWh. A l'horizon 2028, le coût pourrait atteindre 2 à 3 €/kg. Le coût de revient de l'hydrogène produit en grande quantité à partir de produits fossiles (vaporeformage du gaz) s'élève aujourd'hui entre 1,5 et 2,5 €/kg pour des clients industriels consommant de gros volumes (ex : raffineries). Mais pour certains usages moins intensifs mais suffisamment stables (ex : verrerie, agroalimentaire, métallurgie, électronique), pour lesquels l'hydrogène est transporté et acheminé par camion, dits « usages industriels diffus », l'hydrogène peut revenir aux alentours de 10 à 20 €/kg, rarement en dessous de 8 €/kg. Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui pour de l'hydrogène produit localement par électrolyse. Ce marché ne se développe pas pour le moment en raison des investissements à réaliser et des risques technologiques résiduels pour les industriels.⁴

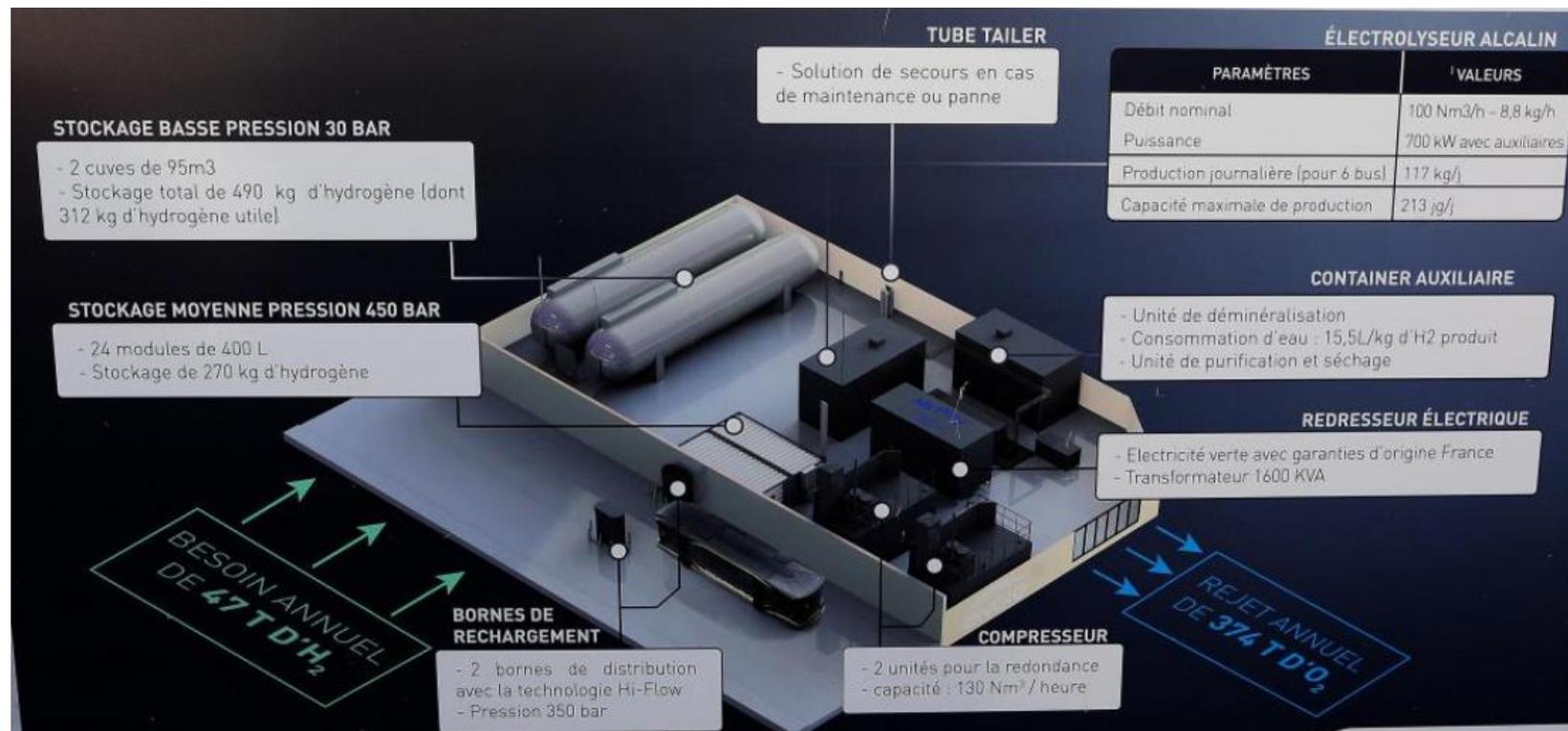
⁵ Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique ; juin 2018

Le projet de démonstration GRHYD mené par Engie, inauguré en juin 2018, permet de tester l'injection d'hydrogène (produit à partir d'électricité renouvelable) dans le réseau de gaz naturel. Il teste également la production d'Hythane® (mélange d'hydrogène et de gaz naturel) qui est utilisé pour les bus GNV de la Communauté Urbaine de Dunkerque. Ce projet représente près de 15 millions d'euros. Ce projet est considéré comme un démonstrateur pour le développement technologique de la filière mais également pour tester sa viabilité économique. Beaucoup de territoire comme ceux de la Communauté d'Agglomération de Béthune-Bruay Artois Lys Romane pourront se positionner face à un développement d'un projet d'une telle ampleur.

L'exploitation du réseau de gaz existant avec l'injection ou la conversion de l'hydrogène produite semble pour le moment plus pertinente. Le développement de la filière hydrogène sur le territoire doit d'abord se concentrer sur le développement de la production (dans le secteur industriel et dans celui spécifique de la production ou de la conversion d'énergie) mais aussi de la consommation (procédés industriels, mobilité, transport de marchandises, stockage et transport de l'énergie...) pour pouvoir justifier la mise en place d'un réseau exclusivement hydrogène. Toutefois, des micro-réseaux peuvent être envisageables à l'échelle de zones industrielles, pour relier les lieux de production à ceux de consommations, en faisant profiter les consommateurs environnants. A l'horizon 2030, il peut être envisagé le développement de micro-réseaux (avec points de collecte pour les voitures particulières et les transports de marchandise) et à l'horizon 2050 il peut être envisagé de raccorder certains de ces micro-réseaux.

Notons que sur le territoire, l'hydrogène a été retenu par le Syndicat Mixte des Transports pour alimenter les six bus qui rouleront sur la ligne Bulle n°6 entre Lillers et Auchel. La circulation des bus doit débuter en Juillet 2019. Pour cela une station complète est en cours d'installation sur la commune de Houdain. L'hydrogène sera produit sur site par électrolyse (117 kilos/jour étant nécessaire pour alimenter les 6 bus), compressé, puis stocké dans deux cuves de 95m³ afin d'alimenter les véhicules. L'électricité nécessaire pour produire l'électricité

Néanmoins, selon le Syndicat Mixte des Transports l'intérêt économique du projet est actuellement limité. La station hydrogène représente un investissement de plus de 3 millions d'euros, dont la moitié pour l'électrolyseur. Un bus à hydrogène représente actuellement un coût d'environ 850 000€ contre 300 000€ en moyenne pour un bus classique. L'intérêt environnemental du projet est quant à lui positif : un bus conventionnel rejette en moyenne 88 480 kg de CO²/an alors qu'un bus à hydrogène rejette uniquement de l'eau déminéralisé. De plus, pour ce projet l'électricité nécessaire pour produire l'hydrogène est issue d'énergie renouvelables via un certificat d'origine garantie passé avec Engie.



Les détails techniques du projet de station-hydrogène sur la commune de Houdain – Source : Syndicat Mixte Transport Artois Gohelle

Conclusion

Le territoire dispose d'une bonne desserte générale des réseaux de gaz et d'électricité. Cela vient notamment des besoins divers et éparses entre les industries fortement consommatrices d'énergie et les zones d'habitations, où le maillage des réseaux est plus dense.

Les réseaux d'électricité et de gaz sont d'ores et déjà en capacité à recevoir des productions et des consommations supplémentaires. En effet, entre l'obligation de répondre aux besoins et la très forte volonté de développer l'intégration de la production d'énergie renouvelable, les réseaux sont en pleine mutation. Ceux-ci sont donc dans l'idée de permettre et d'encourager les productions locales. Cela engendre également le besoin de renforcer la gestion de ces réseaux et justifie tout à fait le recours aux technologies du numérique par les réseaux et les compteurs intelligents, pour optimiser les courbes de charges entre les grandes variations de consommations et de productions.

Le réseau de chaleur a également vocation à se développer très rapidement. Avec l'intégration progressive de sources d'énergie renouvelable, il peut offrir une alternative très intéressante pour la consommation d'énergie renouvelable et locale du territoire.

Les priorités d'actions portent donc sur le développement du réseau de chaleur (déploiement et approvisionnement en énergie renouvelable), la mutation des réseaux de gaz et d'électricité pour renforcer l'accueil des productions d'énergie locales et de faibles puissances ainsi que la modernisation des réseaux pour optimiser la gestion des pics de puissance, notamment grâce au numérique.